

**PLANIFICACIÓN ÓPTIMA DE COMPENSACIÓN REACTIVA MEDIANTE  
STATCOM CONSIDERANDO LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA Y  
CONTINGENCIAS N-1**





**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**  
**SEDE QUITO**  
**CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**PLANIFICACIÓN ÓPTIMA DE COMPENSACIÓN REACTIVA MEDIANTE  
STATCOM CONSIDERANDO LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA Y  
CONTINGENCIAS N-1**

Trabajo de titulación previo a la obtención del  
Título de Ingeniera Eléctrica

AUTOR: YAMARA ISABEL REY SIZALIMA  
TUTOR: DIEGO FRANCISCO CARRIÓN  
GALARZA

Quito -Ecuador  
2022

Yamara Isabel Rey Sizalima

**PLANIFICACIÓN ÓPTIMA DE COMPENSACIÓN REACTIVA MEDIANTE STATCOM CONSIDERANDO LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA Y CONTINGENCIAS N-1.**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2022

Carrera de Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



**Yamara Isabel Rey Sizalima** (Y'1997-M'05). Realizó sus estudios secundarios en la Unidad Educativa “Santa Teresita” en la ciudad de Celica-Loja, se graduó de Bachiller en Ciencias. Egresada de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en la planificación óptima de compensación reactiva mediante STATCOM considerando la expansión del sistema de potencia y contingencias N-1. [yrey@est.ups.edu.ec](mailto:yrey@est.ups.edu.ec)

*Dirigido por:*



**Diego Francisco Carrión Galarza** (Y'1981-M'12). Doctor y Máster en Ingeniería por la Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín – Colombia, Máster en Energías Renovables por la Universidad de las Fuerzas Armadas, Sangolquí – Ecuador, Ingeniero Eléctrico por la Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador. Profesor e investigador de la Universidad Politécnica Salesiana – Quito, Ecuador. En la actualidad es miembro del grupo de investigación Redes Eléctricas Inteligentes (GIREI). [dcarrion@ups.edu.ec](mailto:dcarrion@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, Yamara Isabel Rey Sizalima con documento de identificación N°1105750804 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, 25 de julio del año 2022

Atentamente,



---

Yamara Isabel Rey Sizalima

1105750804

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

Yo, Yamara Isabel Rey Sizalima con documento de identificación No. 1105750804, 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 “ Planificación óptima de compensación reactiva mediante STATCOM considerando la expansión del sistema eléctrico de potencia y contingencias N-1”, 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, 25 de julio del año 2022

Atentamente,



---

Yamara Isabel Rey Sizalima

1105750804

## **CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

Yo, Diego Francisco Carrión Galarza con documento de identificación N° 1713703062, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: PLANIFICACIÓN ÓPTIMA DE COMPENSACIÓN REACTIVA MEDIANTE STATCOM CONSIDERANDO LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA Y CONTINGENCIAS N-1, realizado por Yamara Isabel Rey Sizalima con documento de identificación N° 1105750804, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Artículo Académico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 25 de julio del año 2022

Atentamente,



---

Ing. Diego Francisco Carrión Galarza, MSc.

1713703062

## ÍNDICE GENERAL

1	Introducción .....	2
2	Marco teórico.....	4
2.1	Compensadores FACTS.....	5
2.1.1	Dispositivos STATCOM.....	5
2.2	Flujo óptimo de potencia (AC) .....	6
3	Formulación del problema.....	7
3.1	Modelos de Prueba.....	8
4	Análisis de resultados .....	9
4.1	Modelos de Prueba IEEE 14 barras .....	10
4.1.1	Caso 1 en estado normal .....	10
4.1.2	Caso 2 estado de contingencia .....	12
4.2	Modelo de Prueba IEEE 30 barras .....	13
4.2.1	Caso 1 estado normal.....	13
4.2.2	Caso 2 estado de contingencia .....	14
5	Conclusiones.....	16
5.1	Trabajos futuros .....	16
6	Referencias.....	17
6.1	Matriz de Estado del Arte .....	21
6.2	Resumen de Indicadores.....	23
7	Anexos.....	24

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Controlador STATCOM. ....	6
Figura 2. Diagrama de Flujo para la óptima ubicación de STATCOM. ....	8
Figura 3. Sistema de 14 Buses del IEEE en condiciones normales. ....	8
Figura 4. Sistema de 30 Buses del IEEE en condiciones normales. ....	9
Figura 5. Ubicación óptima de STATCOM en estado de contingencia de 14 barras. ....	9
Figura 6. Ubicación óptima de STATCOM en estado de contingencia de 30 barras. ....	10
Figura 7. Perfiles de voltaje en las barras para los años 0 y 10. ....	11
Figura 8. Ángulos en las barras para los años 0 y 10. ....	11
Figura 9. Potencia activa en los generadores para los años 0 y 10. ....	11
Figura 10. Potencia reactiva en los generadores para los años 0 y 10. ....	11
Figura 11. Potencia activa en L/T para los años 0 y 10. ....	12
Figura 12. Potencia reactiva en las L/T para los años 0 y 10. ....	12
Figura 13. Voltajes en las barras para los años 0 y 10. ....	12
Figura 14. Ángulos en las barras para los años 0 y 10. ....	12
Figura 15. Potencia activa en generadores para los años 0 y 10. ....	12
Figura 16. Potencia reactiva en generadores para los años 0 y 10. ....	13
Figura 17. Potencia activa en L/T en los años 0 y 10. ....	13
Figura 18. Potencia activa en L/T en los años 0 y 10. ....	13
Figura 19. Perfiles de voltaje en las barras para los años 0 y 10. ....	13
Figura 20. Ángulos en las barras para los años 0 y 10. ....	14
Figura 21. Potencia activa en los generadores para los años 0 y 10. ....	14
Figura 22. Potencia reactiva en los generadores para los años 0 y 10. ....	14
Figura 23. Potencia activa en L/T para los años 0 y 10. ....	14
Figura 24. Potencia reactiva en L/T para los años 0 y 10. ....	14
Figura 25. Perfiles de voltaje en las barras para los años 0 y 10. ....	15
Figura 26. Ángulos en las barras para los años 0 y 10. ....	15
Figura 27. Potencia activa en los generadores para los años 0 y 10. ....	15
Figura 28. Potencia reactiva en los generadores para los años 0 y 10. ....	15
Figura 29. Potencia activa en L/T para los años 0 y 10. ....	15
Figura 30. Potencia reactiva en L/T para los años 0 y 10. ....	16

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Simbología del OPF-AC. ....	7
Tabla 2. Casos propuestos para modelos de 14 y 30 barras del IEEE. ....	9
Tabla 3. Demanda total del SEP de 14 barras. ....	10
Tabla 4. Demanda total del SEP de 30 barras. ....	10
Tabla 5. Matriz de estado del arte. ....	21
Tabla 6. Datos de líneas del sistema IEEE de 14 barras. ....	24
Tabla 7. Datos de cargas del sistema IEEE de 14 barras. ....	24
Tabla 8. Datos de líneas del sistema IEEE de 30 barras. ....	25
Tabla 9. Datos de cargas del sistema IEEE de 30 barras. ....	25

# PLANIFICACIÓN ÓPTIMA DE COMPENSACIÓN REACTIVA MEDIANTE STATCOM CONSIDERANDO LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA Y CONTINGENCIAS N-1

## Resumen

En esta investigación se presenta una metodología que, realiza compensación reactiva en los sistemas eléctricos de potencia debido al crecimiento y desarrollo constante al que están sometidos, lo que por una parte se toma en cuenta la planificación de la expansión en un horizonte de 10 años y lo que los dispositivos FACTS aportan potencia activa y reactiva, pero en este caso específico el compensador tipo STATCOM proporciona potencia reactiva localizada mediante la evaluación del índice de estabilidad de voltaje de carga en barra (VSLBI), detectando así la barra con el perfil de voltaje más crítico de todos; así mismo se proyecta con estados de contingencias N-1 para los modelos de 14 y 30 barras del IEEE. Finalmente, en el software DIgSILENT Y GAMS se verifica la metodología con los resultados obtenidos de la mejora de la magnitud del voltaje en estado normal y estado de contingencia, con la compensación en la barra determinada.

**Palabras Clave:** Compensador Estático Sincrónico STATCOM, Índice de Estabilidad de Voltaje de Carga en Barra VSLBI, Optimización, Planificación de Expansión, Sistema Eléctrico de Potencia, Contingencias N-1.

## Abstract

In this research, a methodology is presented that performs reactive compensation in electrical power systems due to the constant growth and development to which they are subjected, which on the one hand takes into account the planning of the expansion in a horizon of 10 years and what FACTS devices provide active and reactive power, but in this specific case the STATCOM type compensator provides localized reactive power by evaluating the bus load voltage stability index (VSLBI), thus detecting the bus with the voltage profile most critical of all; likewise, it is projected with contingency states N-1 for the 14 and 30-bar models of the IEEE. Finally, in the DIgSILENT AND GAMS software, the methodology is verified with the results obtained from the improvement of the voltage magnitude in normal state and contingency state, with the compensation in the determined bus.

**Keywords:** Synchronous Static Compensator STATCOM, Bus Load Voltage Stability Index VSLBI, Optimization, Expansion Planning, Electrical Power System, N-1 contingency.

# 1 Introducción

En las últimas décadas los sistemas eléctricos de potencia (SEP) han tenido un gran crecimiento, es así; que mientras están en constantemente crecimiento existe la posibilidad de que ocurran fallas, retardos de tensión en el tiempo y que los parámetros eléctricos varíen de una forma muy rápida, hasta incluso cambios bruscos en la etapa de transmisión y provoque fallas, y esto se debe a las grandes distancias que debe recorrer la energía eléctrica para lograr suministrar al usuario final [1]–[5].

Los sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS), de sus siglas en inglés), han obtenido un protagonismo muy marcado desempeñándose como controladores del SEP, ya que desde el enfoque de la calidad de energía son primordiales. Existe una gran diversidad de controladores FACTS que son usados para que haya una mejora en la calidad de la energía, proporcionando potencia activa y reactiva al sistema, si este lo requiere y en las condiciones más efectivas para dar solvencia a los sistemas de potencia en sus diferentes estados [6]; esto provoca que los perfiles de voltaje mejoren y la carga que pueden soportar las líneas de transmisión sea mayor [7], [8].

Para el caso en el que el sistema de transmisión presente un problema de sobrecarga, lo que haga que trabaje en su límite máximo, por lo que la red del sistema eléctrico actual tiende a volverse inestable y es propenso a colapsar a causa de perturbaciones en el mismo; es por lo que los FACTS facilitan una solución efectiva a dichos problemas de sobrecarga de la línea, estabilidad de voltaje, bajas pérdidas de potencia, etc. Los dispositivos FACTS necesitan una alta inversión inicial, por lo tanto: la ubicación, el tipo y la clasificación de FACTS son vitales y deben optimizarse para colocarlos en la red y de esa forma obtener el máximo beneficio posible [9]. El SEP se vuelve más complejo debido a que las centrales de generación se expanden por

lo que la carga hace que las líneas de transmisión tengan que soportar la sobrecarga y así el comportamiento dinámico del SEP, es aquí en donde se deben seleccionar uno de los controladores para dar solución a esta expansión del sistema de potencia [10], [11].

Debido a la electrónica que compone a los controladores FACTS permiten controlar diversos parámetros propios en el SEP, como son los flujos óptimos de potencia ya sean en estado estable, y además, el control de la estabilidad dinámica [10].

Las técnicas comunes de colocación de dispositivos se clasifican en métodos analíticos, de programación lineal y de búsqueda heurística. El problema de la ubicación óptima se considera un análisis combinatorio y los métodos de búsqueda heurística son las mejores herramientas para estos problemas, ya que son robustos, rápidos y más adecuados para problemas reales del sistema eléctrico [12].

La implementación de los controladores FACTS en los SEP, es una de las alternativas descritas en la literatura científica para mejorar el rendimiento y la estabilidad de los SEP, tanto en operación normal como en consideraciones de planificación de la expansión siendo así que se selecciona un índice de estabilidad de voltaje [9], [13], [14].

La estabilidad de voltaje, de frecuencia y las oscilaciones entre áreas se han convertido en preocupaciones de gran escala, ya que trasciende de año a año; es así que entre lo primordial se destaca la estabilidad de voltaje, se introducen ciertas definiciones importantes, que se han recopilado para así tener una visión y proyección, más clara y precisa; el autor en [15], considera que después que un sistema de potencia de potencia se haya sometido a ciertas perturbaciones físicas, éste se puede recuperar una vez que inicialmente se haya condicionado por lo que prácticamente permanece intacto, es lo que se define como

estabilidad con lo que coincide en [16]; lo que hace que la inestabilidad del sistema eléctrico sea un tema de gran relevancia que debe ser solucionado, en lo que respecta al diseño para un correcto funcionamiento del SEP que, anualmente ha sido un factor el que necesita ser analizado y que se tiene que llegar a mejorar en el sistema [16].

Las inestabilidades de voltaje a menudo se investigan utilizando un modelo de bifurcación estática. Con el paso del tiempo, la atención más significativa los ha tenido los métodos que utilizan la dependencia paramétrica directa del voltaje de carga para estimar la proximidad de un sistema de energía al colapso de voltaje. Con el paso del tiempo varios autores han realizado medición de fasores para determinar la proximidad del colapso de voltaje. La tecnología inmersa para las mediciones sincronizadas en tiempo real corresponden a los fasores de tensión y corriente son lo que inciden en los buses del sistema, esto tan solo es una pequeña parte de la tecnología que va a lograr que esos problemas en la estabilidad del voltaje disminuyan dependiendo de las necesidades y requisitos del SEP [14], [17].

Las redes de transmisión son las principales fuentes de dificultades para una implementación justa de la reestructuración eléctrica. Las limitaciones de una red de transmisión de energía que surgen de problemas ambientales, de derechos de paso y de costos son fundamentales para los sistemas de energía agrupados y desagregados.

No se debe permitir que el flujo de energía en líneas y transformadores aumente a un nivel en el que una contingencia podría causar el colapso de la red. El colapso se convierte en motivo de inestabilidad angular, inestabilidad de voltaje o cortes en cascada, por lo que la congestión de la transmisión se puede definir como la condición en la que se programa que fluya más energía a lo largo

de las líneas de transmisión y los transformadores que los límites físicos de esas líneas. La congestión de la transmisión puede impedir la existencia de nuevos contratos, provocar cortes adicionales y aumentar los precios de la electricidad en algunas regiones de los mercados eléctricos, también puede amenazar la seguridad y confiabilidad del sistema [18].

Es por la congestión de energía que se ve involucrada en la transmisión que se ha optado por un tipo de FACTS, como lo son los controladores estáticos STATCOM (compensador síncrono estático), para minimizar la pérdida de transmisión, mejorar el perfil de voltaje y la estabilidad de voltaje en un sistema eléctrico [19]. Este tipo de compensadores proporcionan una restricción rápida sobre la potencia reactiva y puede garantizar la confiabilidad en la carga de las L/T más cercanas a su restricción térmica, ayuda a una regulación óptima del voltaje y contribuye a mejorar la amortiguación del sistema [20]–[25].

El compensador síncrono estático (STATCOM) está conectado en paralelo con el bus específico de un sistema de potencia. El objetivo principal de STATCOM es mejorar la compensación de potencia reactiva que ajusta la potencia reactiva y la magnitud del voltaje de la red del sistema de energía. Consta de tres componentes básicos, a saber, transformador, convertidor de fuente de tensión (VSC) y condensador. El STATCOM se modela como una fuente de alimentación controlable ( $E_p$ ) en serie con una impedancia [26]. Las pérdidas de cobre del transformador de acoplamiento y el convertidor se representa por la parte real de la impedancia, y la reactancia de fuga del transformador de acoplamiento está representada por la parte imaginaria de la impedancia. La energía reactiva de la red es absorbida en la cantidad necesaria por el STATCOM con la finalidad de sustentar el voltaje de la barra en un rango razonable

para abastecer a toda la carga del sistema eléctrico [19].

STATCOM se define como convertidor de fuente de voltaje electrónico de potencia (VSC) que se conecta al S/T para la compensación de potencia reactiva en derivación [27]. La cantidad requerida de potencia reactiva liberada o absorbida por un sistema puede lograrse controlando el ángulo de disparo del STATCOM. Además, en presencia de perturbaciones de gran amplitud, la sintonización de STATCOM resulta muy importante [28], [29].

En lo que concierne a flujos óptimos de potencia (FOP) en los que se han realizado múltiples estudios y análisis para poder obtener un avance en lo que respecta a la minimización de pérdida de energía en la transmisión, los autores se han basado en sistemas VSC-HVDC [30].

Los sistemas de potencia se extienden y desarrollan dependiendo el caso en que se presenten, es por ello que se añade casos de contingencias N-1, logrando tener un sistema con más posibilidades de expansión, y que tengan la capacidad para proporcionar energía eléctrica en todos los niveles de carga, a lo que se denomina confiabilidad del sistema; esta confiabilidad se puede dividir en dos formas distintas como la seguridad del sistema que se refiere a la capacidad de responder ante perturbaciones suscitadas en el mismo, y adecuación del sistema que relaciona al sistema en sus instalaciones para así satisfacer al usuario final con la carga necesaria [31].

Esta investigación tiene como objetivo una técnica de compensación reactiva con dispositivos tipo STATCOM en sistemas eléctricos de potencia y optimización con programación no lineal entera mixta considerando la planificación de la expansión del sistema con casos de contingencias N-1, logrando mejorar el perfil de voltaje de estabilidad con el uso del índice VSLBI en las barras de los modelos de prueba del IEEE de 14 y 30 barras.

A partir de aquí el artículo se organizará de la siguiente forma:

En la sección 2 se detalla la planificación operativa de los sistemas eléctricos de potencia y compensación reactiva a base de STATCOM. En la sección 3 se explica la metodología y formulación del problema; así como, las hipótesis y los algoritmos planteados. En la sección 4 se expone el análisis de resultados. Para finalizar, en la sección 5 se muestran las conclusiones y trabajos futuros.

## **2 Marco teórico**

Los sistemas eléctricos de potencia crecen potencialmente en el tiempo, debido a esto es la importancia de realizar una planificación bajo ciertos parámetros y condiciones, cubriendo las necesidades de cada SEP. Cabe mencionar que algunos de los factores que influyen directamente con la planificación operativa son los desastres naturales como los menciona en [32], ya que son impredecibles, y el tiempo para una restauración del sistema puede llegar a ser prolongado a comparación con ciertas fallas internas que puedan tener los equipos.

El mercado eléctrico está inmerso directamente en la planificación, y se transforma en un proceso complicado para las partes interesadas; por ello que la planificación se torna un espacio de competencia constante y de forma esencial un conflicto de gestión de activos [33].

Es por lo que una planificación en el sistema es relevante al analizar la demanda de las cargas y analizar los posibles casos de fallas; y en respuesta de éstas crear proyecciones futuras que busquen mantener la confiabilidad y eficiencia en la planificación.

La planificación de la transmisión puede verse desde dos perspectivas ya sea estática o dinámica, dependiendo del período de estudio que se vaya a emplear. En el caso de la planificación estática que toma solamente un año en el horizonte de la

planificación, que busca el conjunto óptimo de circuitos adicionales finales en una red para un único caso futuro. El otro caso de planificación dinámica se consideran varios años en el horizonte y se toma en cuenta una estrategia de expansión óptima para la planificación y se colocan restricciones dependiendo de lo que el sistema requiera para el funcionamiento [34].

## 2.1 Compensadores FACTS

El sistema de potencia de transmisión de AC flexible (FACTS) resultan ser una gran ventaja para mejorar problemas que se presentan en las L/T como: sobretensión, la estabilidad y flujos, etc., en algunas condiciones y parámetros en que el sistema funciona se pueden mantener los niveles de voltaje y así controlar los flujos de potencia activa o reactiva [35], así controlar de forma efectiva y que el rendimiento del sistema mejore considerablemente [26].

En [12], los autores consideran que estos controladores se utilizan para aumentar el rendimiento dinámico de los sistemas de energía en términos de estabilidad de voltaje y ángulo, mientras mejoran la capacidad de transferencia de energía y el perfil cuando se encuentra ya en estado estable, cabe destacar que existen FACTS más avanzados que controlan una condición en específico de acuerdo a la condición que presenta el SEP.

Incluyendo a los controladores se encuentra una clasificación en paralelo y serie, los que se describe a continuación.

- Controladores en serie: estos controladores se conectan en serie a la L/T, inyectan voltaje y corriente en serie con el sistema de transmisión.
- Controladores en paralelo: estos controladores se conectan en paralelo a la línea de transmisión, inyectan voltaje y corriente en paralelo con el S/T.

- Controladores combinados serie-serie: los dos controladores están acoplados en serie a la L/T, acoplada vía enlace de alimentación de corriente continua común para para transmitir la corriente, el voltaje y la potencia.
- Controladores combinados serie-paralelo: un controlador se conecta en serie y otro en paralelo, ambos acoplados mediante un control coordinado y un enlace de potencia de corriente continua común para transmitir la corriente, voltaje y potencia [36].

### 2.1.1 Dispositivos STATCOM

Los dispositivos STATCOM son compensadores síncronos en paralelo que se acoplan a las líneas de transmisión [36], en [19] se menciona que el principal objetivo es incrementar la compensación de potencia reactiva y la magnitud de voltaje en los sistemas eléctricos de potencia que trabajan en corriente alterna; para [37] los STATCOM mejoran el factor de potencia, el balanceo de carga, la regulación de voltaje y la eliminación de armónicos en los sistemas de energía, y gracias al aumentar la capacidad en las L/T se elimina la obligación de construir nuevas líneas.

En [20], se sugieren tres ventajas que poseen los STATCOM como son:

- Físicamente poseen un tamaño compacto en comparación a los demás dispositivos tipo FACTS.
- Tiene la capacidad de inyectar la corriente reactiva requerida, incluso con valores pequeños de voltaje de bus.

También se puede usar para suministrar energía activa a la red mediante la incorporación de nuevos abastecimientos de energía renovable en los nodos [38]. Seguidamente, en la figura 1 se expone el circuito equivalente de un STATCOM que se conecta en paralelo a la barra (voltaje  $V_s$ )

y al sistema con los transformadores, la resistencia  $R_s$  y la reactancia de fuga  $X_s$  [20].

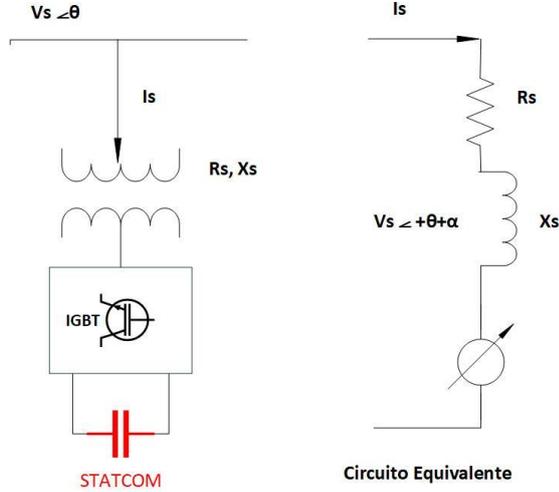


Figura 1. Controlador STATCOM.

El controlador STATCOM permite inyectar reactivos al sistema, en un nodo que posee la peor condición del índice VSLBI, esto lo hace de manera local, es decir mejorando el perfil de voltaje en un nodo en específico, gradualmente en ciertos nodos se nota una leve mejora del voltaje, sin embargo esa es una consecuencia nada más.

## 2.2 Flujo óptimo de potencia (AC)

Para que la magnitud de voltaje sea la más adecuada en el sistema de potencia se realiza una inyección de compensación reactiva con dispositivos STATCOM en redes de transmisión, en condiciones normales en los SEP de 14 y 30 BUSES, y considerando los escenarios de contingencias N-1.

En el siguiente modelo planteado que representa el OPF AC, en la ecuación (1) se muestra la función objetivo que es la minimización de los costos de operación del sistema, y está sujeto a (2) y (3) que delimitan el balance de potencia activa y reactiva en medio de generación, demanda y flujo de potencia, a través de (4) y (5) que determinan el flujo de potencia activa y reactiva que pasa por una L/T, sometiendo

a la susceptancia y conductancia, en las ecuaciones (6) y (7) que exponen los acondicionamientos de límites de potencia activa y reactiva de los generadores, (8) enmarca los voltajes en cada uno de las barras y así también los límites que existe entre la diferencia angular en cada rama se describe en (9) [39]–[47].

Función Objetivo

$$\min OF = \sum_{g=1}^{n_G} (a_g * S_g^2 + b_g * S_g + c_g); \forall g \in n_G \quad (1)$$

Sujeto a:

$$P_g - P_D = \sum_{i=1}^{n_{bus}} P_{ij}; \forall i, j \in n_{bus} \quad (2)$$

$$Q_g - Q_D = \sum_{i=1}^{n_{bus}} Q_{ij}; \forall i, j \in n_{bus} \quad (3)$$

$$P_{ij} = |V_i|^2 G_{ij} - |V_i||V_j| [G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)]; \forall i, j \in n_{bus} \quad (4)$$

$$Q_{ij} = |V_i|^2 B_{ij} - |V_i||V_j| [G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)]; \forall i, j \in n_{bus} \quad (5)$$

$$P_g^{min} \leq P_g \leq P_g^{max}; \forall i, j \quad (6)$$

$$\in n_G$$

$$Q_g^{min} \leq Q_g \leq Q_g^{max}; \forall i, j \quad (7)$$

$$\in n_G$$

$$|V_i^{min}| \leq |V_i| \leq |V_i^{max}|; \forall i \quad (8)$$

$$\in n_{bus}$$

$$\delta_{ij}^{min} \leq \delta_{ij} \leq \delta_{ij}^{max}; \forall i, j \quad (9)$$

$$\in n_{bus}$$

El modelo matemático OPF-AC describe el aumento de las limitaciones en las líneas que están en la capacidad de quedar fuera de ejecución y al analizar la cargabilidad de las mismas [42], [48]–[51].

Tabla 1. Simbología del OPF-AC.

Símbolo	Descripción
$a, b, c$	Coefficientes del costo de producción de cada generador [\$/MWh]
$S_g$	Potencia aparente del generador; $S_g = P_g + Q_g$
$P_g$	Potencia activa de generador
$Q_g$	Potencia reactiva de generador
$P_D$	Potencia activa total consumida
$Q_D$	Potencia reactiva total consumida
$P_{ij}$	Flujo de potencia activa en la rama i-j
$Q_{ij}$	Flujo de potencia reactiva en la rama i-j
$V_i$	Voltaje en el nodo i
$V_j$	Voltaje en el nodo j
$G_{ij}$	Conductancia en la rama i-j
$P_g^{max}$	Límite superior de potencia activa del generador
$P_g^{min}$	Límite inferior de potencia activa del generador
$Q_g^{max}$	Límite superior de potencia reactiva del generador
$Q_g^{min}$	Límite inferior de potencia reactiva del generador
$V_i^{max}$	Límite superior de voltaje en el nodo i
$V_i^{min}$	Límite inferior de voltaje en el nodo i
$\delta_{ij}$	Diferencia angular del voltaje en la rama i-j; $\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$
$\delta_{ij}^{max}$	Límite superior de la diferencia angular del voltaje en la rama i-j
$\delta_{ij}^{min}$	Límite inferior de la diferencia angular del voltaje en la rama i-j

$\varphi_{ij}$	Variable binaria de la selección de la línea de transmisión (LT)
----------------	--

### 3 Formulación del problema

El problema que surge en los SEP se debe a que, al estar expuestos a un crecimiento constante de la carga, presentan cambios en la magnitud de voltaje y demás parámetros eléctricos, lo que notablemente afecta a la estabilidad del SEP, para ello se propone mejorarlo mediante un índice de estabilidad de voltaje de barra de carga VSLBI, lo que mejorará el perfil de voltaje en el nodo determinado por el flujo óptimo de potencia y la compensación de reactivos inyectados al sistema, en esta ocasión serán los STATCOM.

El índice VSLBI ayuda a evaluar y controlar la estabilidad como lo requiere el sistema de energía, cuando se encuentra en el estado de máxima transferencia de potencia, la caída de voltaje mediante la impedancia de transmisión es equivalente a al voltaje del nodo de carga como lo describe en [7], [17].

En [52], se propone el índice VSLBI para el control de voltaje en la barra de carga que se muestra con la ecuación (10).

$$VSLBI_k = \frac{V_k}{\Delta V_k} \quad (10)$$

La relación que se produce entre el voltaje de una fuente de voltaje equivalente y el voltaje en un nodo de carga local es debido a que existe un punto en que coincide la máxima transferencia de potencia, esta relación se muestra a continuación.

$$E_k = 2 V_k \cos \theta_k \quad (11)$$

En el Algoritmo 1, se determina el índice de estabilidad VSLBI que está en la barra con la peor condición, bajo esta descripción se obtiene la ubicación óptima del STATCOM, sometidos a escenarios de contingencias N-1 en los SEP de 14 y 30

buses del IEEE, considerando una proyección de un crecimiento de la demanda de 10 años, para lo que se diseña el STATCOM bajo estas condiciones.

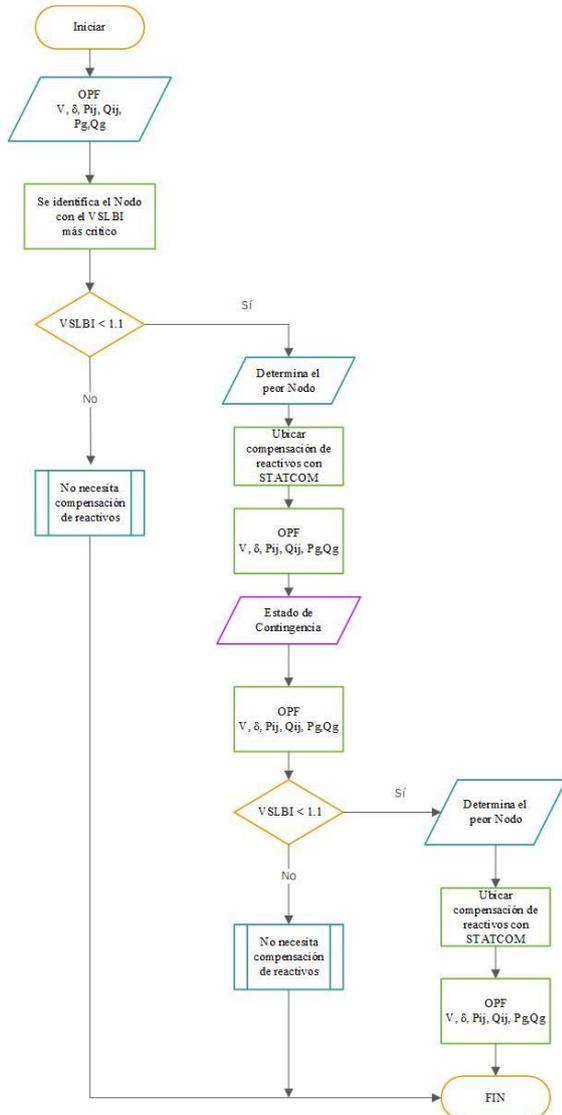


Figura 2. Diagrama de Flujo para la óptima ubicación de STATCOM.

### 3.1 Modelos de Prueba

Para la investigación se propone los prototipos de 14 y 30 barras del IEEE, con la finalidad de modelar y colocar los controladores tipo STATCOM de compensación de potencia reactiva y la óptima ubicación de estos en estados donde los SEP se encuentran en condiciones normales y en estados de contingencia N-1.

El caso de estudio de 14 Barras tomados del IEEE [35].

El SEP de 30 buses tomado de [53], donde se consideran los datos para el flujo óptimo de potencia en estado normal.

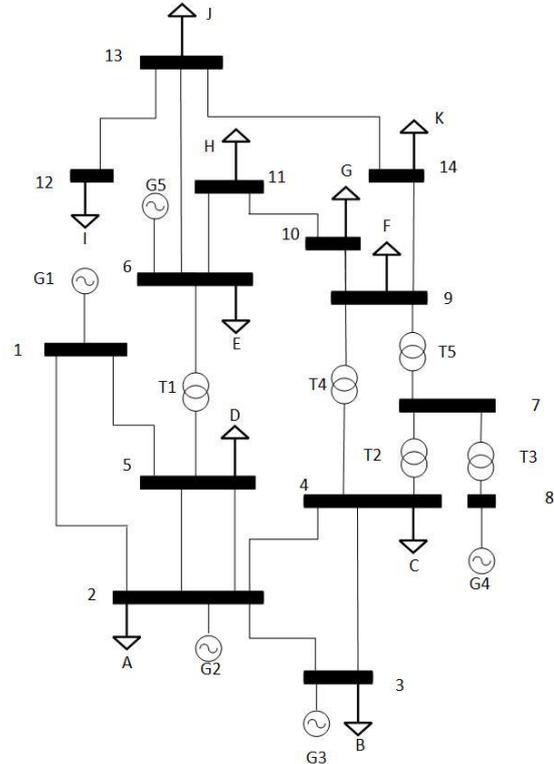


Figura 3. Sistema de 14 Buses del IEEE en condiciones normales.



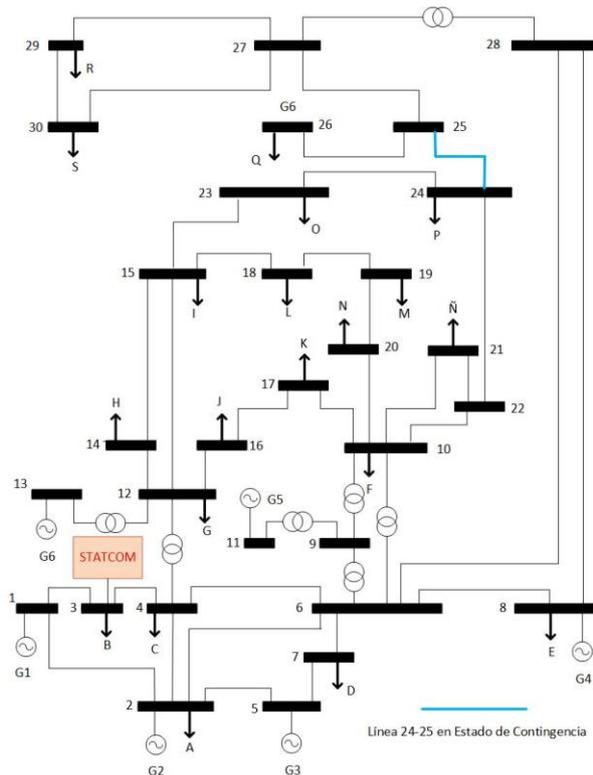


Figura 6. Ubicación óptima de STATCOM en estado de contingencia de 30 barras

En estos sistemas se analizará el crecimiento de la demanda con un horizonte planteado de 10 años, en los que los sistemas de potencia se verán afectados y sobre esto, se realizará una planificación de la compensación reactiva que se inyecta con los dispositivos STATCOM, es así como bajo estos parámetros se analizan los resultados en el comportamiento del voltaje en cada uno de los nodos, una vez que se haya logrado compensar.

En la ecuación 12 se muestra cómo se comportará la demanda conforme el tiempo incrementa.

$$D_i = D_0 (\%c)^t \quad (12)$$

Donde:

$D_i$  Demanda en crecimiento

$D_0$  Demanda en el año 0

$\%c$  Porcentaje de crecimiento de 1.05

$t$  Años de crecimiento

La demanda incrementará en cada nodo año a año hasta llegar al año 10 y es en el que analizaremos, como se muestra en la siguiente tabla 3 para el SEP de 14 Barras y en la tabla 4 para el SEP de 30 Barras.

Tabla 3. Demanda total del SEP de 14 barras.

Años	Pd (MW)	Qd (Mvar)
0	259.0000	81.3000
10	421.8837	119.7238

Tabla 4. Demanda total del SEP de 30 barras.

Años	Pd (MW)	Qd (Mvar)
0	189.2000	107.2000
10	308.1869	174.6175

#### 4.1 Modelos de Prueba IEEE 14 barras

Para evaluar la metodología propuesta se verifica en el modelo de 14 nodos, y en los diferentes casos propuestos.

##### 4.1.1 Caso 1 en estado normal

En la figura 7 y 8 se presenta una comparación de los perfiles de voltajes y ángulos en un estado normal para los años 0 y 10 respectivamente; por lo que mediante el índice VSLBI determinamos que es la barra 5 que contiene la magnitud de voltaje en peor estado con un valor de 1.0 p.u, por lo que será en esta barra en que se colocará un STATCOM con un dimensionamiento de 215 Mvar para el año 10 con una demanda de Pd=421.8837 MW y Qd=119.7238 Mvar. Mientras que, para los ángulos, realizamos una comparación en estado normal en el año 0 y año 10, se obtiene lo siguiente -8.7830 y -15.5580 respectivamente, por lo que conforme se realiza el aumento de la demanda en el sistema el ángulo se verá afectado notablemente, sin embargo, nos enfocaremos será en mejorar el perfil de voltaje en la barra seleccionada con el índice antes mencionado.

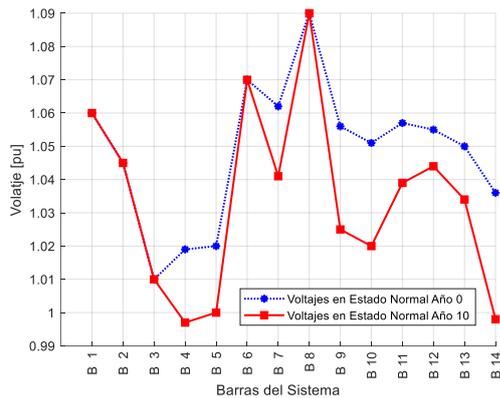


Figura 7. Perfiles de voltaje en las barras para los años 0 y 10.

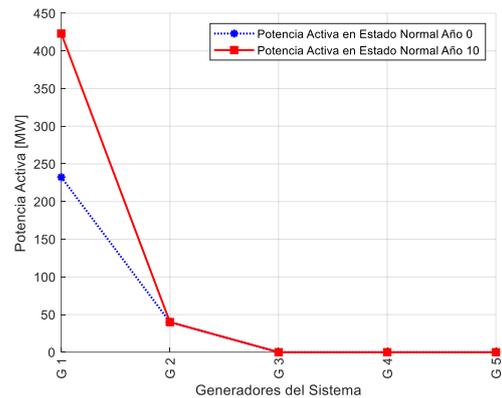


Figura 9. Potencia activa en los generadores para los años 0 y 10.

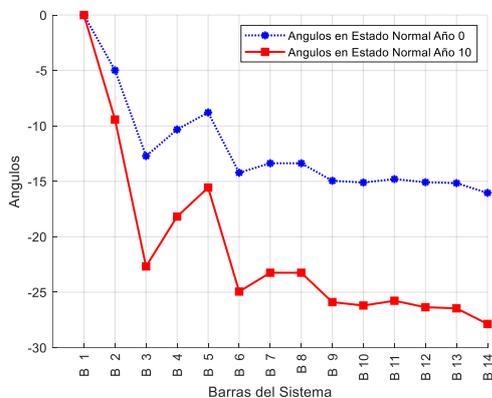


Figura 8. Ángulos en las barras para los años 0 y 10.

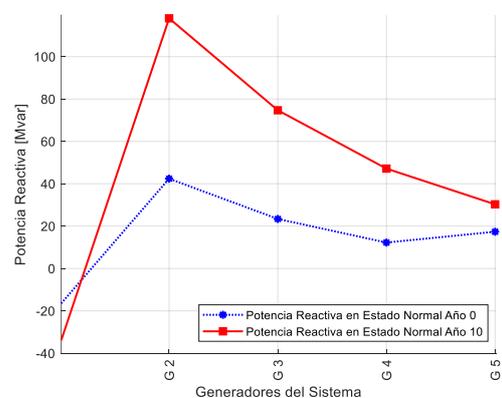


Figura 10. Potencia reactiva en los generadores para los años 0 y 10.

Notablemente en la figura 9 la generación de potencia activa del G1, para el año 10 se incrementa ya que se necesita cubrir la demanda que creció debido a la expansión que se efectuó. Así mismo para la potencia reactiva que para el año 10 incrementó debido a que se debe compensar, esto muestra que cada uno de los generadores actuaron para el sistema siga siendo estable y confiable en cada uno de los componentes, como lo señala la figura 10 a continuación.

Para la figura 11, se muestra el flujo de potencia tanto activa como reactiva que, corre por cada línea en estado normal que, cuando se encuentra en el año 0 la potencia es la esperada por mantenerse el sistema balanceado, sin embargo, se muestra que ya para el año 10, la potencia en las líneas cercanas al G1 sufren de un incremento de potencia considerable y esto se debe al esfuerzo realiza cada una de las líneas para mantener estable el sistema; igualmente en la figura 12 la potencia reactiva se muestra que en cada una de las líneas incrementa la potencia en el año 10.

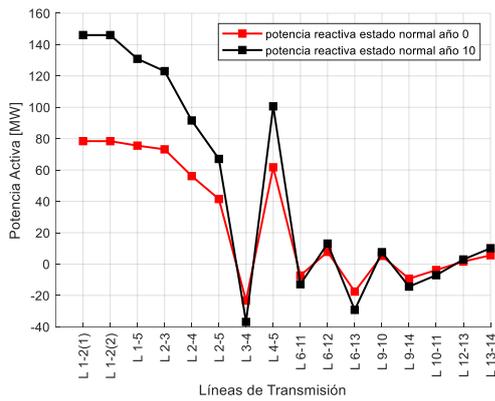


Figura 11. Potencia activa en L/T para los años 0 y 10.

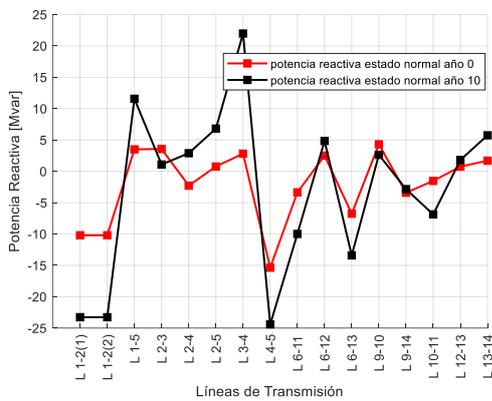


Figura 12. Potencia reactiva en las L/T para los años 0 y 10.

#### 4.1.2 Caso 2 estado de contingencia

Para este caso se modeló el sistema en estado de contingencias en el que se determinó que cuando el G1 queda fuera de servicio, el índice VSLBI determina que el voltaje de 1.0160 en la barra 5 es el más crítico de todos, por lo que mientras está en el año 0 es superior al que se determina en el año 10, lo mismo sucede con los ángulos en cada una de las barras del sistema de energía, esto se indica en las figuras 13 y 14.

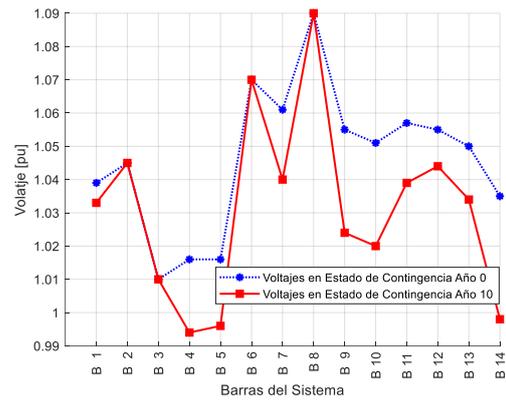


Figura 13. Voltajes en las barras para los años 0 y 10.

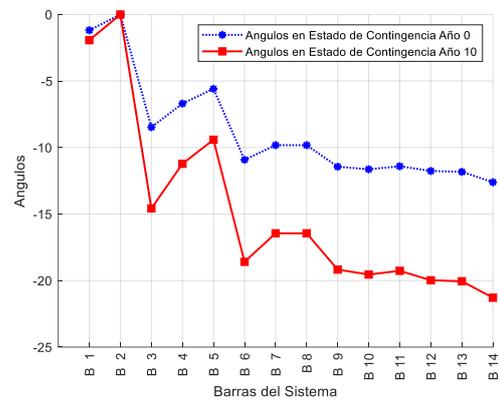


Figura 14. Ángulos en las barras para los años 0 y 10.

El comportamiento de la potencia activa y reactiva en los generadores se indica en las figuras 15 y 16, es así como la potencia activa en el G2 incrementó, mientras que en los demás generadores se mantiene; y la potencia reactiva se comporta diferente en el G1 se mantiene y en los demás generadores incrementa notablemente.

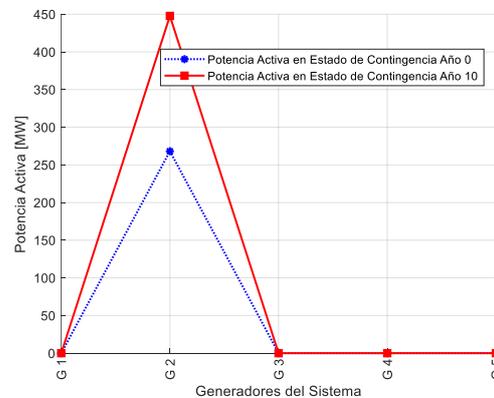


Figura 15. Potencia activa en generadores para los años 0 y 10.

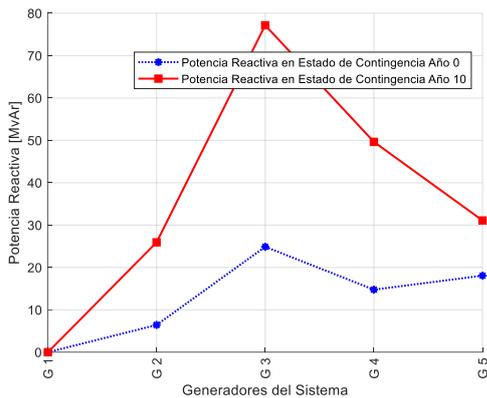


Figura 16. Potencia reactiva en generadores para los años 0 y 10.

Las potencias en las líneas se muestran en la figura 17 y 18, la potencia activa incrementa en las líneas cercanas al G1 que es el elemento fuera, pero en la potencia activa existe un crecimiento notable en la línea 3-4, mientras que las demás líneas muestran un comportamiento similar. La potencia reactiva muestra un comportamiento similar en varios nodos aledaños al G1.

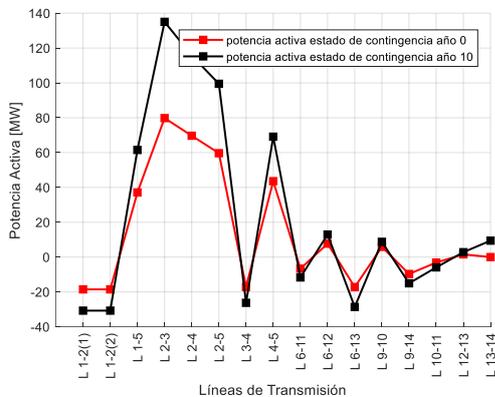


Figura 17. Potencia activa en L/T en los años 0 y 10.

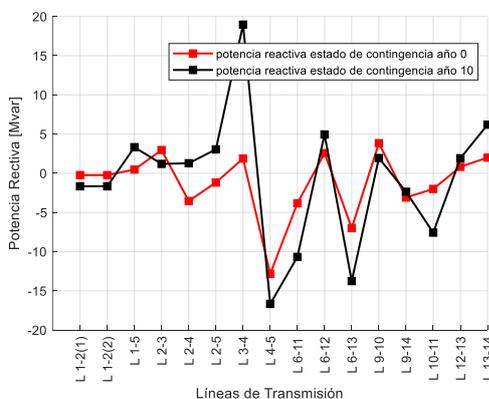


Figura 18. Potencia activa en L/T en los años 0 y 10.

## 4.2 Modelo de Prueba IEEE 30 barras

Para evaluar la metodología planteada se modela en el SEP de 30 nodos, y en los diferentes casos propuestos.

### 4.2.1 Caso 1 estado normal

En la figura 19 y 20 se presenta una comparación de los perfiles de voltajes y ángulos en un estado normal para los años 0 y 10 respectivamente; por lo que mediante el índice VSLBI determinamos que es la barra 5 que contiene la magnitud de voltaje en peor estado con un valor de 1.0 p.u, por lo que será en esta barra en que se colocará un STATCOM con un dimensionamiento de 215 Mvar para el año 10 con una demanda de  $P_d=421.8837$  MW y  $Q_d=119.7238$  Mvar y mientras que, para los ángulos, realizamos una comparación en estado normal en el año 0 y año 10, se obtiene lo siguiente  $-8.7830$  y  $-15.5580$  respectivamente, por lo que conforme se realiza el incremento de la demanda en el sistema el ángulo se verá afectado notablemente, sin embargo, nos enfocaremos en mejorar el perfil de voltaje en la barra seleccionada con el índice antes mencionado.

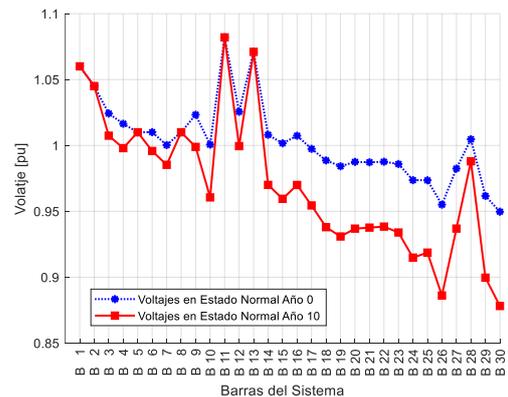


Figura 19. Perfiles de voltaje en las barras para los años 0 y 10.

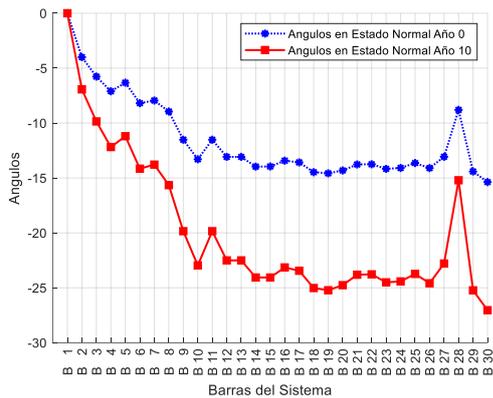


Figura 20. Ángulos en las barras para los años 0 y 10.

La potencia activa en el generador 1 incrementa de 200 MW en el año 0 para el año 10 es de 347 MW, en cambio en los demás generadores se conserva como lo indica la figura 21 y potencia reactiva tiempo incrementa en los generadores en al año 10, es lo esperado debido a que la demanda en el sistema incrementó, así como que se hizo un control de voltaje en generadores con forme las respuestas del sistema lo requería tal como en la figura 22.

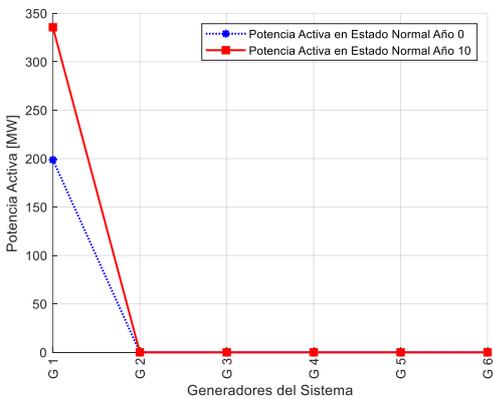


Figura 21. Potencia activa en los generadores para los años 0 y 10.

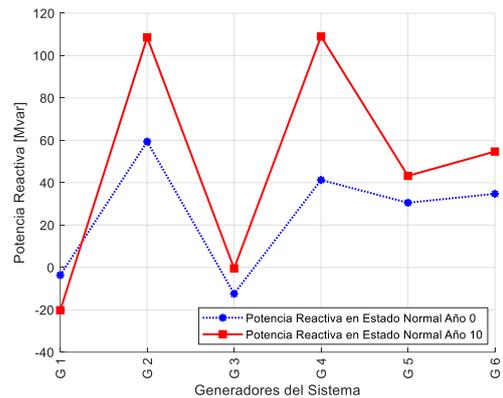


Figura 22. Potencia reactiva en los generadores para los años 0 y 10.

La potencia activa en las líneas de transmisión no fluctua considerablemente con respecto al crecimiento de la demanda a los 10 años versus al año 0. Como lo muestra en la figura 23, pero para la potencia reactiva

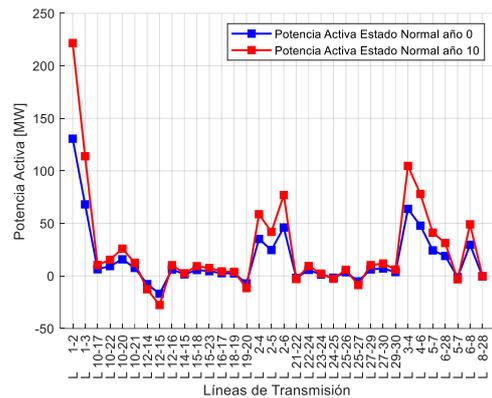


Figura 23. Potencia activa en L/T para los años 0 y 10.

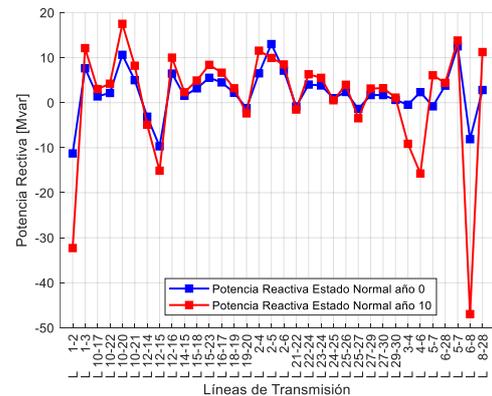


Figura 24. Potencia reactiva en L/T para los años 0 y 10.

#### 4.2.2 Caso 2 estado de contingencia

Para este caso se modeló el sistema en estado de contingencia, en que se determinó que la barra 3 es la que posee un índice

VSLBI en condiciones inadecuadas y necesita ser compensado, en el momento que la L/T que va desde el nodo 24 hacia el 25 que se encuentra fuera de operación.

Por lo general el voltaje tiene una caída considerable en los nodos, conforme el sistema se expande a 10 años como se manifiesta en la figura 25 y para el estudio de ángulos sucede lo mismo como lo expone en la figura 26.

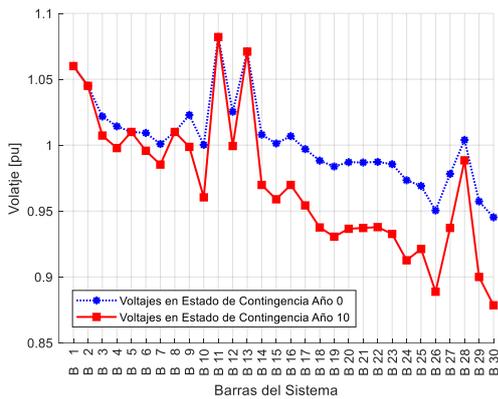


Figura 25. Perfiles de voltaje en las barras para los años 0 y 10.

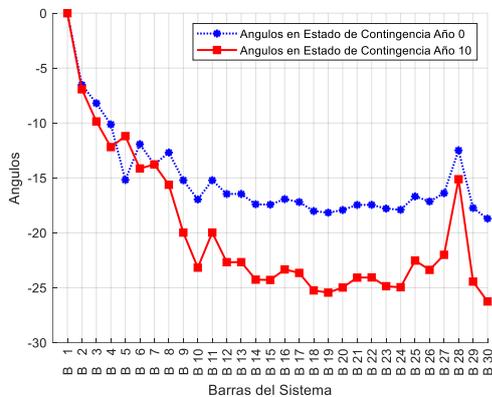


Figura 26. Ángulos en las barras para los años 0 y 10.

La potencia activa y reactiva se visualiza en la figura 27 y 28; la potencia activa se mantiene constante en la generación, sin embargo, al incrementar la demanda al año 10, existe un ligero crecimiento en el generador 1, pero para la potencia reactiva existe un crecimiento constante en los generadores 1, 2, 4, 5 y 6, en cambio para el generador 3 existe una caída de potencia reactiva en la generación y esto debido al estado de contingencia que se presenta.

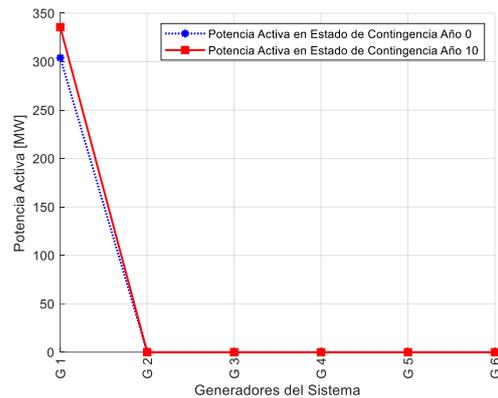


Figura 27. Potencia activa en los generadores para los años 0 y 10.

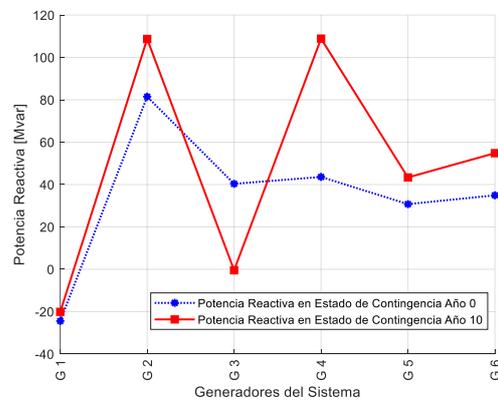


Figura 28. Potencia reactiva en los generadores para los años 0 y 10.

El comportamiento de las potencias en las líneas de transmisión se ve muy similar para los años 0 y 10, existen caídas y compensas conforme el sistema se estabiliza para poder cumplir con lo que requiere la demanda como se visualiza en las figuras 29 y 30.

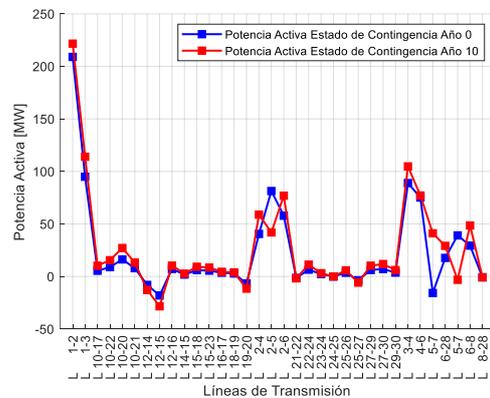


Figura 29. Potencia activa en L/T para los años 0 y 10.

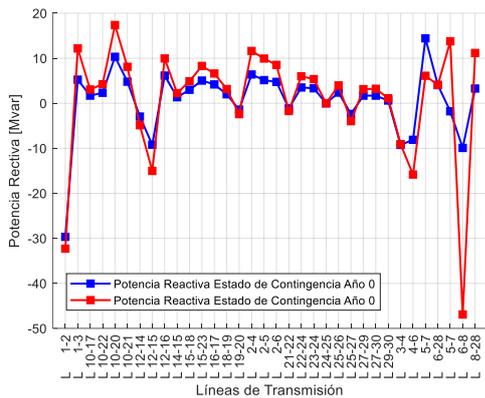


Figura 30. Potencia reactiva en L/T para los años 0 y 10.

## 5 Conclusiones

Por último, en este trabajo se ha presentado una metodología para la compensación óptima de reactivos usando controladores tipo STATCOM y bajo escenarios de contingencia N-1, dando una solución concreta al margen de estabilidad de voltaje bajo estas condiciones.

Por lo que se determinó colocar el dispositivo STATCOM en la barra 5 para el modelo del IEEE de 14 barras para el año 0, ya que en un estado normal el índice VSLBI es de 1.024 y el voltaje en dicho nodo es de 1.02 p.u y el ángulo es de -8.783; Al colocar la compensación local del STATCOM dimensionado a 173 Mvar el voltaje llega al límite de 1.1 p.u; así como en el estado de contingencia N-1 con el G1 fuera de servicio se determinó que en la barra 5 se obtiene el índice VSLBI de 1.009 siendo el más bajo en todos los estados de contingencia y al momento de ubicar el STATCOM de 175 Mvar, el sistema se estabiliza, en ambos escenarios el voltaje en la barra mejora en un aproximado del 10% y llega al límite considerado para este estudio que es de 1.1.

Para el año 10 que es en el que la demanda del sistema crece por la expansión proyectada, el voltaje en estado inicial es de 1.0 p.u en estado normal y al compensar en la barra 5 con el STATCOM de 215 Mvar se llega al límite en el voltaje en la barra deseada y el índice VSLBI muestra una mejora que se encuentra del rango, para

cuando el elemento de generación 1 sale de servicio el voltaje es de 0.99 p.u y al compensar con 217 Mvar con el voltaje en la barra 5 de 1.1 p.u

En SEP de 30 barras del IEEE presenta casos para los años 0 y 10 donde la demanda total se muestra en la tabla 4, el voltaje de 1.0074 en la barra 3 es el más crítico, siendo terminado por el índice VSLBI para el año cero, cuando se focaliza la compensación del STATCOM de 154 Mvar en esta barra el voltaje incrementa llegando al límite de 1.1. En cambio para año 10 en la barra 3 el voltaje es de 1.0242 p.u con el VSLBI de 1.010 y al realizar la compensación de 128 Mvar en dicha barra, logra llegar al límite de 1.1 p.u con la mejora del índice a 1.014. Para el estado de contingencia que la línea 24-25 se encuentra fuera de servicio para el año 0 el voltaje de 1.007 p.u determinado por el índice se ve mejorado al colocar STATCOM en la barra 3 con una potencia reactiva de 155 Mvar y el voltaje llega al límite propuesto de 1.1 p.u. Para cuando la demanda crece al horizonte de 10 años y la línea 24-25 se encuentra fuera de servicio con el voltaje de 1.0242 p.u determinado por el índice VSLBI de 1.01 y al inyectar compensación reactiva con STATCOM de 128 Mvar en la barra 3 el voltaje en esta barra mejora llegando a 1.1 p.u.

### 5.1 Trabajos futuros

En un futuro, los sistemas eléctricos de potencia necesitarán un control aún más específico debido a la expansión permanente a la que se exponen, por lo que, se pueden desarrollar nuevos trabajos de investigación basados en las siguientes directrices:

- Formulación y comparación de otros índices de control de estabilidad de voltaje con el uso técnicas heurísticas.
- Comparación del comportamiento de dispositivos controladores tipo FACTS, enfocándose en el control del ángulo y del factor de los SEP.

- Realización de una planificación de la expansión de forma localizada, incrementando los elementos necesarios para una operación óptima del SEP.
- Evaluación de pérdidas de potencia activa y reactiva en las L/T, tomando en consideración el rendimiento de la energía hacia las cargas.

## 6 Referencias

- [1] 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.
- [2] J. Toctaquiza and D. Carrión, “Estado del arte modelo óptimo de operación posterior a ataques intencionales considerando conmutación de los sistemas de transmisión,” *ITECKNE Innovación e Investig. en Ing.*, vol. 18, no. 2, p. 17, 2021.
- [3] D. Carrión, E. Correa, and E. M. Garcia, “Predicción de la Demanda Eléctrica a Corto Plazo Mediante Cadenas de Markov y Monte Carlo,” *RISTI - Rev. Iber. Sist. e Tecnol. Inf.*, no. E30, p. 241 527, 2019.
- [4] D. Carrión, “Energy saving model through lighting management systems for residences,” in *2013 Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA)*, 2013, pp. 0–5.
- [5] D. Carrión, J. W. González, I. A. Isaac, and G. J. López, “Optimal Fault Location in Transmission Lines Using Hybrid Method,” in *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference*, 2017, p. 6.
- [6] B. Singh, R. P. Payasi, and V. Shukla, “A taxonomical review on impact assessment of optimally placed DGs and FACTS controllers in power systems,” *Energy Reports*, vol. 3, pp. 94–108, 2017.
- [7] F. Quinteros, D. Carrión, and M. Jaramillo, “Optimal Power Systems Restoration Based on Energy Quality and Stability Criteria,” *Energies*, vol. 15, no. 6, 2022.
- [8] D. Carrión, A. Ayo, and J. W. González, “Alternative Under Frequency Load Disconnection Methodology Based on Semi-Adaptative Model,” *Enfoque UTE*, vol. 11, no. 1, pp. 96–107, 2020.
- [9] D. Gaur and L. Mathew, “Optimal placement of FACTS devices using optimization techniques: A review,” in *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2018, vol. 331, no. 1.
- [10] J. Ramirez, D. Carrión, and E. Inga, “Reactive compensation in transmission electrical grids based on non-linear programming considering optimal SVC location,” vol. 17, p. 10, 2021.
- [11] A. Lemus, D. Carrión, E. Aguire, and J. W. Gonz, “Location of distributed resources in rural-urban marginal power grids considering the voltage collapse prediction index,” *Ingenius*, vol. 28, pp. 25–33, 2022.
- [12] A. Hernandez, M. A. Rodriguez, E. Torres, and P. Eguia, “A review and comparison of FACTS optimal placement for solving transmission system issues,” in *Renewable Energy and Power Quality Journal*, 2013, vol. 1, no. 11, pp. 741–746.
- [13] S. M. Pérez-Londoño, G. Olivartost, and J. J. Mora-Flórez, “Una propuesta de clasificación para los índices de estabilidad de tensión,” *Ing. Y Compet.*, vol. 16, no. 2, pp. 115–130, 2014.
- [14] B. Milošević and M. Begović, “Nondominated sorting genetic algorithm for optimal phasor

- measurement placement,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 1, pp. 69–75, 2003.
- [15] N. Hatziargyriou *et al.*, “Definition and Classification of Power System Stability Revisited & Extended,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 36, no. 4, pp. 3271–3281, 2020.
- [16] P. Kundur *et al.*, “Definition and Classification of Power System Stability,” *Energy*, vol. 187, no. 2, pp. 1387–1401, 2004.
- [17] B. Milösević and M. Begović, “Voltage-stability protection and control using a wide-area network of phasor measurements,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 1, pp. 121–127, 2003.
- [18] K. Elango, S. R. Paranjothi, and C. Sharmeela, “Transmission congestion management in restructured power systems by generation rescheduling and load shedding using rule based OPF,” *Eur. J. Sci. Res.*, vol. 57, no. 3, pp. 380–390, 2011.
- [19] S. Dutta, P. K. Roy, and D. Nandi, “Optimal location of STATCOM using chemical reaction optimization for reactive power dispatch problem,” *Ain Shams Eng. J.*, vol. 7, no. 1, pp. 233–247, 2016.
- [20] D. Shetty and N. Prabhu, “Ziegler Nichols method based Robust reactive current controller for STATCOM,” *Energy Procedia*, vol. 117, pp. 543–550, 2017.
- [21] P. Escudero and D. Carrión, “Expansión de un sistema de transmisión mediante LOPF-AC Expansion of a transmission system using LOPF-AC,” *INGE CUC*, vol. 14, no. 2, pp. 116–125, 2018.
- [22] P. V. Escudero and D. F. Carrión, “Modelo de Expansión de un sistema de transmisión basado en linealización de flujos de potencia óptimos AC,” p. 34, 2018.
- [23] L. Cruz, D. Carrión, and A. Riofrío, “Localización de fallas mediante la transformada de wavelet en líneas de transmisión,” *Rev. Técnica “Energía,”* vol. 13, no. 1, p. 11, 2017.
- [24] D. Carrión, E. García, J. W. González, I. A. Isaac, G. J. López, and R. Hincapié, “Método Heurístico de Ubicación Óptima de Centros de Transformación y Enrutamiento de Redes Eléctricas de Distribución,” *Rev. T*, vol. 13, no. 1, 2017.
- [25] D. Carrión, J. W. Gonzalez, I. A. Isaac, G. J. Lopez, and H. A. Cardona, “Load Characterization Based on Voltage and Current Phasorial Measurements in Micro-Grids,” *2017 Int. Conf. Inf. Syst. Comput. Sci.*, pp. 1–6, 2017.
- [26] G. Radman and R. S. Raje, “Power flow model/calculation for power systems with multiple FACTS controllers,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 77, no. 12, pp. 1521–1531, 2007.
- [27] S. Ananthavel, S. Padmanaban, S. Shanmugham, F. Blaabjerg, A. H. Ertas, and V. Fedak, “Analysis of enhancement in available power transfer capacity by STATCOM integrated SMES by numerical simulation studies,” *Eng. Sci. Technol. an Int. J.*, vol. 19, no. 2, pp. 671–675, 2016.
- [28] R. C. Bansal, “Automatic reactive-power control of isolated wind-diesel hybrid power systems,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 53, no. 4, pp. 1116–1126, 2006.
- [29] P. K. Guchhait, A. Banerjee, and V. Mukherjee, “Comparative study using soft computing techniques for the reactive power compensation of a hybrid power system model,” *Ain Shams Eng. J.*, vol. 11, no. 1, pp. 87–98, 2020.
- [30] A. Auf, I. Musirin, F. Adilah, S.

- Jelani, and M. Helmi, "Voltage Stability Using LVSI Under (N-m) Contingency," *Int. J. Adv. Trends Comput. Sci. Eng.*, vol. 9, no. 1.2, p. 5, 2020.
- [31] A. M. Al-Shaalan, "Contingency selection and ranking for composite power system reliability evaluation," *J. King Saud Univ. - Eng. Sci.*, vol. 32, no. 2, pp. 141–147, 2020.
- [32] H. Hamidpour, S. Pirouzi, S. Safaee, M. Norouzi, and M. Lehtonen, "Multi-objective resilient-constrained generation and transmission expansion planning against natural disasters," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 132, p. 107193, Nov. 2021.
- [33] G. Gross, "Transmission planning and investment in the competitive environment," *2005 IEEE Russ. Power Tech, PowerTech*, pp. 1–3, 2005.
- [34] G. Latorre, R. Darío Cruz, J. M. Areiza, and A. Villegas, "Classification of publications and models on transmission expansion planning," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 2, pp. 938–946, 2003.
- [35] A. M. Eltamaly, Y. Sayed Mohamed, A. H. M. El-Sayed, and A. Nasr A. Elghaffar, "Adaptive static synchronous compensation techniques with the transmission system for optimum voltage control," *Ain Shams Eng. J.*, vol. 11, no. 1, pp. 35–44, 2020.
- [36] N. Rawat, A. Bhatt, and P. Aswal, "A review on optimal location of FACTS devices in AC transmission system," in *2013 International Conference on Power, Energy and Control (ICPEC)*, 2013, no. ii, pp. 104–109.
- [37] H. Bakir and A. A. Kulaksiz, "Modelling and voltage control of the solar-wind hybrid micro-grid with optimized STATCOM using GA and BFA," *Eng. Sci. Technol. an Int. J.*, vol. 23, no. 3, pp. 576–584, 2020.
- [38] D. Shetty and N. Prabhu, "Analysis and Performance evaluation of Type 1 Fuzzy Reactive Current Controller with STATCOM," *Energy Procedia*, vol. 117, pp. 551–558, 2017.
- [39] I. Campaña and D. Carrión, "Determinación del margen de estabilidad angular de sistemas eléctricos de potencia considerando contingencias N-1," Universidad Politécnica Salesiana, 2021.
- [40] S. Pinzón, D. Carrión, and E. Inga, "Optimal Transmission Switching Considering N-1 Contingencies on Power Transmission Lines," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 19, no. 4, pp. 534–541, 2021.
- [41] D. Carrión, J. Palacios, M. Espinel, and J. W. González, "Transmission Expansion Planning Considering Grid Topology Changes and N-1 Contingencies Criteria," in *Recent Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, Springer, Ed. Springer, 2021, pp. 266–279.
- [42] D. Carrión, E. García, M. Jaramillo, and J. W. González, "A Novel Methodology for Optimal SVC Location Considering N-1 Contingencies and Reactive Power Flows Reconfiguration," *Energies*, vol. 14, no. 20, pp. 1–17, 2021.
- [43] P. Masache, D. Carrión, and J. Cárdenas, "Optimal Transmission Line Switching to Improve the Reliability of the Power System Considering AC Power Flows," *Energies 2021, Vol. 14, Page 3281*, vol. 14, no. 11, p. 3281, Jun. 2021.
- [44] F. Mosquera, "Localización óptima de plantas virtuales de generación en sistemas eléctricos de potencia basados en flujos óptimos de potencia," *I+D Tecnológico*, vol. 16, no. 2, 2020.

- [45] J. Palacios and D. F. Carrión Galarza, “Estado del arte de la planeación de expansión de sistemas de transmisión,” *I+D Tecnológico*, vol. 16, no. 2, pp. 1–8, 2020.
- [46] J. Pilatásig Lasluisa and D. Carrión, “Resiliencia de Sistemas Eléctricos de Potencia mediante la Conmutación de Líneas de Transmisión – Estado del arte,” *I+D Tecnológico*, vol. 16, no. 2, 2020.
- [47] P. Masache and D. Carrión, “Estado del Arte de conmutación de líneas de transmisión con análisis de contingencias,” *Rev. I+D Tecnológico*, vol. 15, no. 2, pp. 98–106, 2019.
- [48] A. Sánchez and D. Carrión, “Modeling of the Behavior Power Flow on Transmission Lines Based on Voltage and Current Synchronopasors,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 16, no. 4, pp. 1142–1149, 2017.
- [49] E. Inga, D. Carrión, A. Aguila, E. García, R. Hincapié, and J. W. González, “Minimal Deployment and Routing Geographic of PMUs on Electrical Power System based on MST Algorithm,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 5, pp. 2264–2270, 2016.
- [50] A. Aguila, D. Carrión, and L. Ortiz, “Analysis of power losses in the asymmetric construction of electric distribution systems,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 7, pp. 2190–2194, 2015.
- [51] G. Salazar and D. Carrión, “Characterization and Modeling of the Efficiency of Photovoltaic Systems,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 8, pp. 2580–2586, 2015.
- [52] J. Modarresi, E. Gholipour, and A. Khodabakhshian, “A comprehensive review of the voltage stability indices,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 63, pp. 1–12, 2016.
- [53] D. Carrión and J. W. González, “Ubicación óptima de PMU considerando restricciones de contingencias N-1 en sistemas eléctricos de potencia,” *Enfoque UTE*, vol. 10, no. 1, pp. 1–12, 2019.

## 6.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 5. Matriz de estado del arte.

PLANIFICACIÓN ÓPTIMA DE COMPENSACIÓN REACTIVA MEDIANTE STATCOM CONSIDERANDO LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA Y CONTINGENCIAS N-1.																																		
ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA																
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS+DD3:EI4	Expansión de la Transmisión	Metodologías de Índices de Estabilidad de Voltaje	Estabilidad de Voltaje en Sistemas Eléctricos de Potencia	Ubicación Óptima	Fujo Óptimo de Potencia-AC	Compensación Reactiva FACTS	Contingencias	Maximización de la Estabilidad y Confiabilidad	Sobrecarga	Técnicas de Compensación Reactiva	Flujos Óptimos de Potencia	Expansión del SEP	Costo	Corriente	Voltaje	Confiabilidad y Estabilidad	Contingencias N-1	Compensador STATCOM	MINLP	Técnicas de Estabilidad de Voltaje	Métodos de Optimización con FACTS	Metodologías Utilizadas para Obtener Índices de Estabilidad de Voltaje	Algoritmos Heurísticos o Metaheurísticos	Técnicas de Optimización	Control de Voltaje y Estabilidad	Fujo Óptimo de Potencia - AC	Compensadores de Potencia	Expansión del Sistema Eléctrico de Potencia	Comparación de Índices de Estabilidad de Voltaje		
1	2016	Dynamic compensation of real and reactive power in wind farms using STATCOM	19					☒		☒															☒	☒								
2	2018	Optimal placement of FACTS devices using optimization techniques: A review	28			☒		☒			☒		☒		☒		☒	☒						☒			☒			☒				
3	2020	Comparative study using soft computing techniques for the reactive power compensation of a hybrid power system model	5					☒				☒						☒		☒						☒			☒					
4	2017	Ziegler Nichols method based Robust reactive current controller for STATCOM	2					☒				☒				☒	☒			☒								☒		☒				
5	2020	Adaptive static synchronous compensation techniques with the transmission system for optimum voltage control	10			☒						☒				☒	☒			☒			☒					☒		☒				
6	2014	Una propuesta de clasificación para los índices de estabilidad de tensión	6		☒	☒				☒								☒	☒					☒				☒					☒	
7	2016	Optimal location of STATCOM using chemical reaction optimization for reactive power dispatch problem	50				☒			☒								☒	☒		☒						☒		☒					
8	2018	Optimal placement of FACTS devices using optimization techniques: A review	28					☒			☒	☒				☒								☒		☒			☒		☒			
9	2013	A review and comparison of FACTS optimal placement for solving transmission system issues	16	☒								☒				☒				☒		☒			☒		☒	☒						
10	2017	A taxonomical review on impact assessment of optimally placed DGs and FACTS controllers in power systems	11					☒		☒	☒					☒	☒							☒			☒			☒				
11	2003	Nondominated sorting genetic algorithm for optimal phasor measurement placement	500		☒					☒	☒	☒						☒	☒		☒			☒	☒			☒	☒				☒	



## 6.2 Resumen de Indicadores

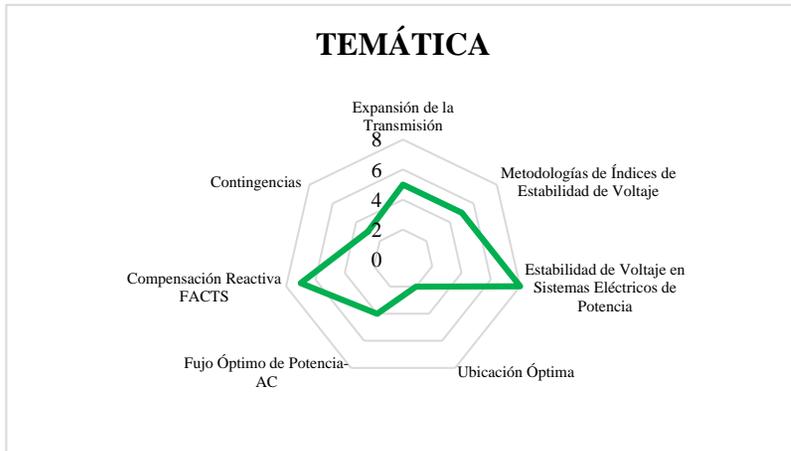


Figura 1. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.

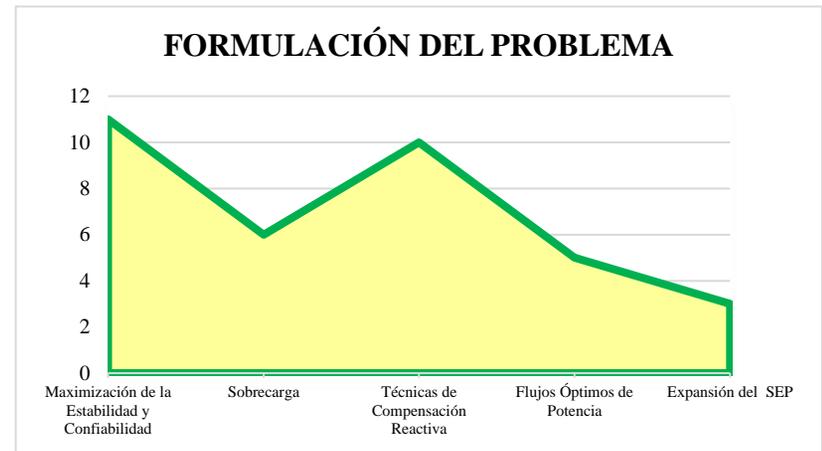
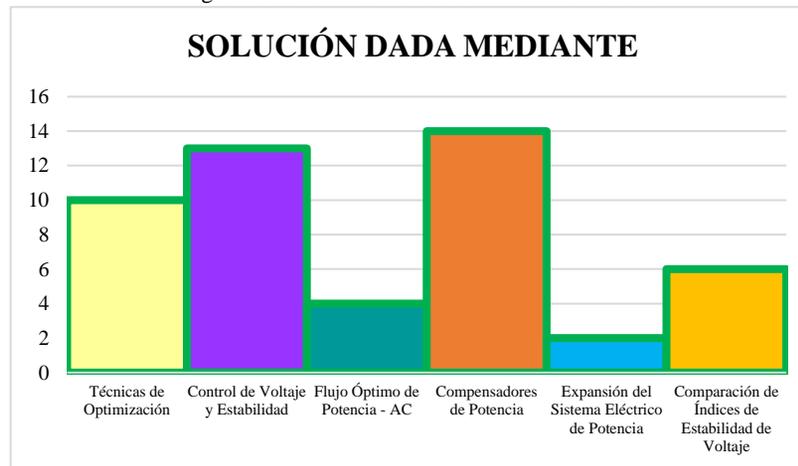


Figura 2. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

Figura 3. Indicador de solución - Estado del arte.



## 7 Anexos

Tabla 6. Datos de líneas del sistema IEEE de 14 barras.

Datos de Líneas				
Nº Línea	Bus inicial	Bus final	R [p.u]	X [p.u]
1	1	2	0.01938	0.05917
2	1	5	0.05403	0.22304
3	2	3	0.04699	0.19797
4	2	4	0.05811	0.17632
5	2	5	0.05695	0.17388
6	3	4	0.06701	0.17103
7	4	5	0.01335	0.04211
8	4	7	0.00000	0.20912
9	4	9	0.00000	0.55618
10	5	6	0.00000	0.25202
11	6	11	0.09498	0.19890
12	6	12	0.12291	0.25581
13	6	13	0.06615	0.13027
14	7	8	0.00000	0.17615
15	7	9	0.00000	0.11001
16	9	10	0.03181	0.08450
17	9	14	0.12711	0.27038
18	10	11	0.08205	0.19207
19	12	13	0.22092	0.19988
20	13	14	0.17093	0.34802

Tabla 7. Datos de cargas del sistema IEEE de 14 barras.

Datos de Cargas		
Nº Barra	P [kW]	Q [kvar]
1	0.0	0.0
2	21.7	12.7
3	94.2	19.0
4	47.8	-3.9
5	7.6	1.6
6	11.2	7.5
7	0.0	0.0
8	0.0	0.0
9	29.5	16.6
10	9.0	5.8
11	3.5	1.8
12	6.1	1.6
13	13.5	5.8
14	14.9	5.0

Tabla 8. Datos de líneas del sistema IEEE de 30 barras.

Datos de Líneas				
Nº Línea	Bus inicial	Bus final	R [pu]	X [pu]
1	1	2	0.0192	0.0575
2	1	3	0.0452	0.1652
3	2	4	0.0570	0.1737
4	3	4	0.0132	0.0379
5	2	5	0.0472	0.1983
6	2	6	0.0581	0.1763
7	4	6	0.0119	0.0414
8	5	7	0.0460	0.1160
9	6	7	0.0267	0.0820
10	6	8	0.0120	0.0420
11	6	9	0.0000	0.2080
12	6	10	0.0000	0.5560
13	9	11	0.0000	0.2080
14	9	10	0.0000	0.1100
15	4	12	0.0000	0.2560
16	12	13	0.0000	0.1400
17	12	14	0.1231	0.2559
18	12	15	0.0662	0.1304
19	12	16	0.0945	0.1987
20	14	15	0.2210	0.1997
21	16	17	0.0524	0.1923
22	15	18	0.1073	0.2185
23	18	19	0.0639	0.1292
24	19	20	0.0340	0.0680
25	10	20	0.0936	0.2090
26	10	17	0.0324	0.0845
27	10	21	0.0348	0.0749
28	10	22	0.0727	0.1499
29	21	22	0.0116	0.0236
30	15	23	0.1000	0.2020
31	22	24	0.1150	0.1790
32	23	24	0.1320	0.2700
33	24	25	0.1885	0.3292
34	25	26	0.2544	0.3800
35	25	27	0.1093	0.2087
36	28	27	0.0000	0.3960
37	27	29	0.2198	0.4153
38	27	30	0.3202	0.6027
39	29	30	0.2399	0.4533
40	8	28	0.0636	0.2000

41                  6                  28                  0,0169                  0,0599

Tabla 9. Datos de cargas del sistema IEEE de 30 barras.

Datos de Cargas		
Nº Barra	P [kW]	Q [kvar]
1	0.0	0.0
2	21.7	12.7
3	2.4	1.2
4	7.6	7.6
5	0.0	0.0
6	0.0	0.0
7	22.8	10.9
8	30.0	30.0
9	0.0	0.0
10	5.8	2.0
11	0.0	0.0
12	11.2	7.5
13	0.0	0.0
14	6.2	1.6
15	8.2	2.5
16	3.5	1.8
17	9.0	5.8
18	3.2	0.9
19	9.5	3.4
20	2.2	0.7
21	17.5	11.2
22	0.0	0.0
23	3.2	1.6
24	8.7	6.7
25	0.0	0.0
26	3.5	2.3
27	0.0	0.0
28	0.0	0.0
29	2.4	0.9
30	10.6	1.9