

**OPTIMIZACIÓN MULTIOBJETIVO DE FLUJOS DE POTENCIA EN REDES DE
DISTRIBUCIÓN BASADO EN EL CONTROL VOLT-VAR**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

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

**TEMA:
OPTIMIZACIÓN MULTIOBJETIVO DE FLUJOS DE POTENCIA EN
REDES DE DISTRIBUCIÓN BASADO EN EL CONTROL VOLT-VAR**

**AUTOR:
JORDY ALEXANDER TRUJILLO ARMIJOS**

**DIRECTOR:
ALEXANDER AGUILA TÉLLEZ**

Quito, Enero 2017

Jordy Alexander Trujillo Armijos

**OPTIMIZACIÓN MULTI OBJETIVO DE LOS FLUJOS DE POTENCIA EN
REDES DE DISTRIBUCIÓN BASADO EN EL CONTROL VOLT-VAR**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2017

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña de autores e información de contacto:



Jordy Alexander Trujillo Armijos

Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica

Facultad de Ingenierías

Universidad Politécnica Salesiana

jtrujilloar@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Alexander Aguila Téllez

M.Sc. en Eficiencia Energética

Docente de la Universidad Politécnica Salesiana

Facultad de Ingenierías

aaguila@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

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

DERECHOS RESERVADOS

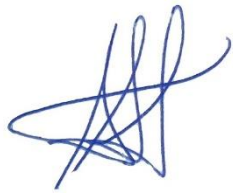
©2017 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO-ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo, Alexander Aguila Téllez declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación “*OPTIMIZACIÓN MULTI OBJETIVO DE LOS FLUJOS DE POTENCIA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN BASADO EN EL CONTROL VOLT-VAR*” realizado por Jordy Alexander Trujillo Armijos, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, enero 2017



.....
Alexander Aguila Téllez

Cédula de identidad: 1755983184

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Jordy Alexander Trujillo Armijos, con documento de identificación N° 171426298-5, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor/es del trabajo de grado/titulación intitulado: *“Optimización multiobjetivo de flujos de potencia en redes de distribución basado en el control VOLT-VAR”*, 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 impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Firma



.....
Nombre: Jordy Alexander Trujillo Armijos

Cédula: 1714262985

Fecha: Enero 2017

AGRADECIMIENTO

Al cumplir una meta tan importante de mi vida, quiero agradecer en primer lugar a Dios por darme la vida y abrirme muchas puertas para poder progresar como persona, hijo, hermano, amigo y profesional; agradezco a mi madre Marina Armijos por ser mi ángel que siempre me apoyo desde que nací dándome todo lo que necesite sin escatimar esfuerzos, acompañándome paso a paso en toda mi vida, ayudándome a tomar excelentes decisiones y a su vez brindándome sus sabios consejos para triunfar en la vida; a mi hermana Karen Trujillo que siempre estuvo presente en mis momentos más difíciles, ayudándome con mucho amor en todas las adversidades que atravesé y por darme esos momentos de felicidad y locuras que siempre me ayudaron y me hicieron sentir una felicidad inmensa en mi corazón; a mi padre Jaime Trujillo que está en el cielo por brindarme su amor y aliento incondicional, por siempre estar pendiente de mi tanto en el aspecto sentimental como en el académico, por ser ese excelente padre, maestro y guía de mi vida y por seguirme apoyando y cuidándome desde el cielo.

Agradezco a todos los docentes de la Universidad Politécnica Salesiana que me brindaron sus conocimientos académicos y profesionales en el transcurso de esta gran etapa de mi vida, por darme a conocer sus experiencias en el ámbito laboral para que yo pueda tomar excelentes decisiones al momento de ejercer mi profesión y por ser esas personas que me impulsaron a salir adelante y aprender cada día algo nuevo.

Y para finalizar agradezco a una gran persona y un gran profesional, al MSc. Alexander Aguila, quien además de aportar su sabiduría y tiempo al dirigir este artículo académico, supo brindarme su amistad, ayudándome de esta manera a cumplir este gran paso de mi vida que es obtener un título universitario.

ÍNDICE GENERAL

| | |
|---|----|
| 1. Introducción | 2 |
| 2. Parámetros a considerar para la colocación de los capacitores o banco de capacitores..... | 4 |
| 2.1 Características del sistema de distribución | 5 |
| 2.2 Análisis del factor de potencia | 5 |
| 2.3 Aspectos del modelo | 6 |
| 2.4 Análisis para colocación de capacitores y planteamiento de la optimización ... | 6 |
| 2.5 Análisis de la función costos..... | 6 |
| 3. Planteamiento y estudio del problema, ubicación de bancos de capacitores y metodología referente a la solución. | 7 |
| 3.1 Registro de variables eléctricas necesarias | 8 |
| 3.2 Establecer los parámetros o rangos que rigen la ubicación de bancos de condensadores | 8 |
| 3.3 Selección de los capacitores..... | 9 |
| 3.3.1 Funciones objetivo a minimizar | 9 |
| 3.3.2 Balances de potencias | 10 |
| 3.3.3 Restricciones a utilizar | 11 |
| 3.4 Algoritmo de la programación. | 12 |
| 4. Simulación y análisis de resultados | 13 |
| 4.1 Comparación gráfica de la tensión nodal del sistema antes y de después de la compensación..... | 14 |
| 4.2 Puntos de instalación de los bancos de capacitores en el sistema..... | 15 |
| 5. Conclusiones | 16 |
| 6. Referencias..... | 17 |
| 7. Estado del arte | 21 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1. Gráfico conceptual de la compensación reactiva a nivel de distribución para satisfacer al usuario final..... | 3 |
| Figura 2. Triángulo de potencias..... | 5 |
| Figura 3. Diagrama unifilar del SEP de 39 barras de la IEEE | 14 |
| Figura 4. Sistema base vs sistema compensado | 14 |
| Figura 5. Puntos de instalación de los bancos de capacitores | 15 |
| Figura 6. Diagrama unifilar compensado del SEP de 39 barras de la IEEE | 16 |
| Figura 7. Análisis de pérdidas del sistema base y del sistema compensado | 16 |
| Figura 8. Resumen e Indicadores del Estado del Arte. | 27 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|--|----|
| Tabla 1. Rangos permitidos por la norma IEEE-519 | 9 |
| Tabla 2. Aspectos a considerar en el modelo | 11 |
| Tabla 3. Pseudocódigo para selección y ubicaciones de bancos de capacitores..... | 12 |
| Tabla 4. Descripción de variables del algoritmo..... | 13 |
| Tabla 5. Matriz de estado del arte. | 21 |

OPTIMIZACIÓN MULTI OBJETIVO DE LOS FLUJOS DE POTENCIA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN BASADO EN EL CONTROL VOLT-VAR

Resumen

El constante crecimiento de la carga ha causado que los sistemas eléctricos tengan problemas como la inestabilidad del voltaje, causando de esta manera que dichos sistemas tengan que trabajar cerca de su capacidad máxima. En este trabajo se efectúa un algoritmo para solucionar esta problemática mediante la colocación óptima de condensadores en sistemas de distribución utilizando la optimización multiobjetivo que nos lleva a plantear las siguientes funciones: minimizar las pérdidas activas y minimizar los costos de inversión, este algoritmo se encarga de encontrar la mejor solución al problema sin utilizar de una manera incorrecta los recursos, cumpliendo con todos los parámetros y restricciones técnicas que son necesarias para la fiabilidad del sistema. El artículo indica lo conveniente de localizar puntos específicos que necesitan de inyección de potencia reactiva, para luego instalar bancos de capacitores, mejorando de esta manera la imagen global del nivel de tensión del sistema. Para el modelamiento del problema se utiliza el sistema de 39 barras de la IEEE, posteriormente se realizó el análisis del sistema en su forma inicial y se compara con los resultados obtenidos con el algoritmo de optimización.

Palabras Clave: Banco de capacitores, capacitores, factor de potencia, flujo de carga, flujo de potencia, potencia reactiva, red de distribución.

Abstract

The increasing load demand has caused the electrical systems to suffer from problems like voltage instability, which is a reason for these systems to operate near their maximal capacity. In this paper sign a solution to this problem is presented using an algorithm based in optimal placement of capacitors in distribution systems. This algorithm uses a multi objective optimization method which leads us to state the following: minimize active losses and investment costs, this algorithm allows to find the best solution to the problem without wasting resources, complying with all parameters and technical restrictions that are necessary for the reliability of the system. This article indicates why it is convenient to place specific points that need to be injected with reactive power, to later install capacitor banks, enhancing the voltage level of the whole system. For the modeling of the problem an IEEE 39-bus system was used, then the analysis in its initial form was made and finally compared with the results obtained with the optimization algorithm.

Keywords: Capacitor banks, capacitors, power factor, load flow, power flow, reactive power, distribution network.

1. Introducción

La red de distribución es una parte esencial para el funcionamiento de los sistemas eléctricos de potencia, ya que es considerado el último eslabón para que el sistema entregue energía a los consumidores; convirtiéndose de esta manera en un área muy importante para la investigación de ingeniería. La red de distribución eléctrica se debe mantener en un estado eficiente y para lograrlo surge la necesidad de realizar un constante monitoreo, para evitar de esta manera diferentes aspectos que pueden perjudicar al funcionamiento del sistema, como lo es el flujo de potencia reactiva que por lo general es el gran causante de caídas de tensión más representativas a nivel nodal [1]. Entre las metodologías más aptas y funcionales para mantener la energía eléctrica estable de un sistema de distribución es el soporte de potencia reactiva, ya que está dotada con beneficios muy importantes tales como la reducción de pérdidas, la corrección del factor de potencia (FP) en niveles óptimos, y a su vez mejora el perfil de tensión nodal de una manera significativa; eso sí teniendo en cuenta diversas restricciones y parámetros operativos [2]. Entre los equipos más relevantes que cumplen estos objetivos de una manera eficaz encontramos los condensadores. Por lo tanto, se crea una necesidad la cual es encontrar de una manera óptima la ubicación y el tamaño de los condensadores para que el sistema pueda cumplir a cabalidad los objetivos anteriormente planteados, mejorando así su rendimiento para poder satisfacer de esta manera las

necesidades del usuario final de una forma óptima y confiable [3].

Las cargas eléctricas más comunes que se encuentra en los sistemas son las de carácter inductivo causados por los grandes equipos que manejan un alto grado de componentes reactivos, citando al ejemplo más representativo se lo menciona al motor [4]. El comportamiento operacional de estas cargas se encuentra determinadas por un carácter reactivo ya que de una manera casi obligatoria hace que el consumo de la potencia activa (kW) sea complementado por el consumo de la potencia reactiva (kVAr) formando así un complemento a tomar en cuenta para la investigación [1], [5].

El consumo de potencia reactiva es el gran causante del incremento de las pérdidas en las líneas que transportan electricidad, limitando así la capacidad de transporte de energía útil, afectando de una manera drástica la eficiencia total de una red. Por este motivo las empresas que distribuyen electricidad al sistema eléctrico de potencia toman decisiones de generar tarifas que penalicen el consumo de energía reactiva, y mediante este método fomentar e incentivar a la generación autónoma de los usuarios para que contribuyan en una manera eficaz y confiable a la optimización del FP y la estabilidad del sistema [1],[2],[5]. Una excelente opción para compensar las redes de distribución es el uso de un elemento conocido como capacitor, siendo un dispositivo necesario para conservar los valores del FP dentro de estándares normalizados, sin importar que un consumidor cualquiera aporte a la red, como se muestra en la Figura 1.

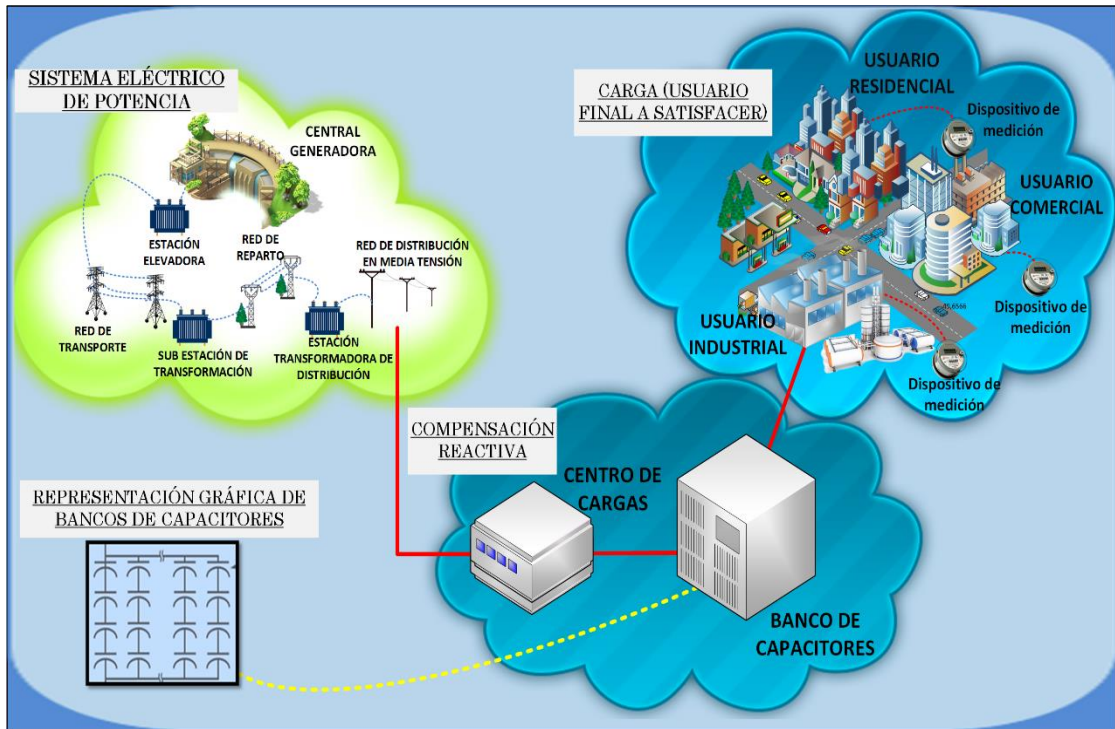


Figura 1. Gráfico conceptual de la compensación reactiva a nivel de distribución para satisfacer al usuario final

El factor de potencia tiene un importante significado tanto técnico como económico, debido a que la magnitud de este factor tiene una dependencia pronunciada de los gastos del capital, teniendo mucho que ver el uso efectivo de los equipos de instalaciones eléctricas[6],[7]. Para disminuir las pérdidas podemos tener diferentes aspectos en cuenta como aumentar la tensión en las líneas, mejorar el FP, evitar transformaciones innecesarias y como último reducir la corriente excesiva como los picos de demandas[8][9].

En la actualidad se considera común utilizar instrumentos de compensación como los condensadores para de esta manera poder normalizar la potencia reactiva, convirtiéndose así en una tendencia popular en los sistemas de energía eléctrica, ya que obtienen como resultado final la fiabilidad y

confiabilidad del sistema que exige el usuario final[10].

Entre los aspectos a tomar en cuenta para mejorar se encuentra los efectos que se producen por la sobrecarga regular, inconsistencias con respecto a los criterios eléctricos, irregularidades en el FP y trastornos de tensión resultante. Al utilizar los bancos de capacitores se logra minimizar estas condiciones y a su vez se convierte en una herramienta necesaria para obtener el correcto funcionamiento de la red de distribución eléctrica, este tema muchas de las veces no es irrelevante sino llega a tomar una condición indispensable[7],[11],[12]. Pero se tiene que considerar que el elemento y la instalación tienen un costo elevado como para realizar una compensación en cada nodo del sistema lo cual sería ideal[7]. Este artículo busca una metodología

adecuada para la selección y ubicación de bancos de capacitores en las barras con más necesidad de la red de distribución eléctrica, teniendo en cuenta el aspecto económico. El 14% de la totalidad de energía generada consta de pérdidas gracias a sus componentes reactivos y activos al momento de la distribución, por lo tanto, al implementar de una manera correcta los mencionados elementos de compensación logra que el sistema llegue a mejorar sustancialmente su calidad de tensión nodal minimizando el porcentaje de pérdidas [13].

La compensación reactiva se convierte en un problema de optimización de dos aspectos, el técnico y a su vez el económico. Entre los casos más relevantes se puede encontrar la determinación de los puntos críticos para una futura instalación y el programa que maneja el control de dimensionamiento de una cierta cantidad de banco de capacitores con el fin de maximizar beneficios que se obtienen tras la reducción de pérdidas del sistema eléctrico, minimizando a su vez tanto las pérdidas económicas como las de potencial[14]. La configuración que lleva la red de distribución eléctrica y sus propios estados de carga serán los que determinan la extensión de la instalación de bancos capacitivos[12]. La utilidad neta de estos elementos corresponde a la ganancia económica, con respecto a la capacidad de reducir las pérdidas, después de descontar lo invertido en la compra e instalación de los equipos de compensación[15],[16]. A pesar de los bastos beneficios que otorga la instalación de los bancos de capacitores, una cosa que se tiene que considerar es la resonancia armónica.

La problemática que se genera alrededor de los armónicos, donde va aumentando de una manera rápida debido a la propagación que se crean gracias a las cargas perturbadoras[17]. La disfuncionalidad armónica dificulta el cálculo del FP y también el cálculo de potencia en cada uno de los nodos del sistema, porque no son aplicados los conceptos de ingeniería referente al uso de simplificación de energía para analizar la frecuencia. Siendo la frecuencia el componente fundamental de la corriente que se encuentra relacionado con la potencia reactiva, se confirma que un elemento como el condensador es útil para ayudar en la corrección del FP y caídas de tensión del sistema eléctrico [18],[19].

2. Parámetros a considerar para la colocación de los capacitores o banco de capacitores

Analizando la problemática que se genera sobre las pérdidas que sufre un sistema eléctrico, se produce la tentación de colocar capacitores que se encuentren asociados a cada carga, una solución que indica una mala explotación de la potencia capacitiva que se instala y a su vez un gasto innecesario. Pero se puede hallar una solución como concentrar potencia necesaria, en un punto específico de la red que se encuentra mediante una óptima medición de energía, o por razones técnicas se puede colocar capacitores a la mayor carga que se encuentra en la red. Entre estas dos opciones lo mejor es encontrar una solución intermedia y beneficiosa, como colocar bancos de capacitores puntuales e intermedios en la red según la determinación de una gran

metodología para la optimización multiobjetivo, la cual será trabajada en este artículo pero para esto se debe tener en cuenta ciertos criterios que se los explica a continuación[20].

2.1 Características del sistema de distribución

Entre las tareas a cumplir por los sistemas eléctricos podemos encontrar la generación, el transporte y la distribución del suministro eléctrico, pero para esto se realiza un diseño de un mecanismo y el dimensionamiento de elementos que garantice su funcionamiento de una manera correcta. Pero también consta de un proceso real y necesario de control, protección, monitoreo y seguridad, que ayuda a la fiabilidad del sistema[21],[22].

En el estudio planteado, los diseños conllevan un conjunto de aspectos y características generales como que el sistema eléctrico de potencia (SEP) a utilizar tenga una topología radial, con diversas y múltiples conexiones, cargas de distintas naturalezas y líneas sin transposiciones; entre las más importantes. Estas características se utilizan para realizar un análisis exhaustivo y eficiente para lograr un correcto desempeño del tema [23],[24].

2.2 Análisis del factor de potencia

El factor de potencia tiene una coincidencia con el coseno del ángulo entre la corriente (I) y la tensión (V) siempre y cuando la forma de la onda sea una sinusoidal pura[6],[10]. Para eso se debe tener en cuenta que el FP es una terminología usada para la descripción de la relación entre la potencia real y la potencia total consumida; por lo tanto, el triángulo

de potencias representa de una manera gráfica la relación entre la potencia reactiva (kVAr), potencia real (kW) y la potencia total (kVA) como se muestra en la Figura 2.

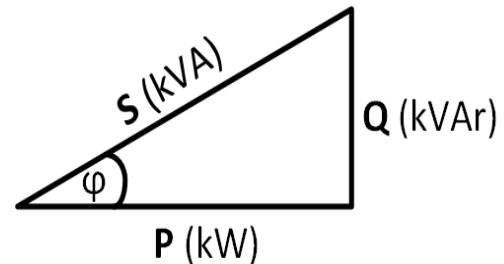


Figura 2. Triángulo de potencias

A continuación se procede a presentar las ecuaciones para determinar el factor de potencia:

$$FP = \cos(\phi) \quad (1)$$

$$\cos(\phi) = \frac{P}{S} \quad (2)$$

Donde

FP = Factor de potencia.

P = Potencia activa (kW).

S = Potencia aparente (kVA).

Lo ideal es que el factor de potencia tenga un valor cercano a uno, pero en empresas de servicio energético se exige como valor mínimo 0,8 que estaría dentro de un rango permitido [14],[25]. Al momento en que el FP es bajo produce serios inconvenientes, los cuales pueden llegar a afectar seriamente al sistema eléctrico como se mencionó anteriormente[26]. Pero todo esto se podrá prevenir con una correcta instalación de los bancos de capacitores en los nodos que lo necesiten, para de esta manera satisfacer el déficit y lograr detener las sobrecargas en el sistema.

2.3 Aspectos del modelo

Generalmente se considera y se lo cataloga como un problema variante, al dimensionamiento y la ubicación de condensadores que se desea instalar en una red de transmisión eléctrica. Pero, en este artículo se resolverá dicha problemática por medio de ciertas aproximaciones, tomando así como referencia una resolución mediante programación no lineal entera mixta (MILP, de sus siglas en inglés), cuya solución será realizada mediante el software diseñado específicamente para la optimización matemática de diferentes modelados de sistemas como lo es el GAMS y posteriormente se representara de una manera gráfica con ayuda del programa MATLAB [7],[27].

2.4 Análisis para colocación de capacitores y planteamiento de la optimización

Se considera al capacitor un dispositivo constituido por dos elementos conductores, que se encuentran separados por un material dieléctrico, implementados en un contenedor y cuyo objetivo es generar capacitancia tanto en los circuitos eléctricos como electrónicos. En la problemática que se genera por la compensación reactiva, se logra distinguir diferentes aspectos que se necesita minimizar; entre los cuales se encuentran el ahorro económico favorable a las empresas de distribución, y en lo técnico la compensación de potencia como también la simplificación de las pérdidas del sistema; estos aspectos se generan gracias a la necesidad de implementar elementos como los bancos de condensadores a la red de distribución[28]. Regularmente los

bancos de condensadores constan de valores múltiples al inicial como por ejemplo: 5, 25, 50, 150 o 300 kVAR; que nos da una idea para su dimensionamiento. Por otro lado se conoce que los buses alimentadores son punto de una posible instalación que integran un grupo finito y determinado, llegando finalmente a una problemática de optimización combinatoria[29].

Los sistemas eléctricos están compuestos por diferentes conexiones ya que pueden tomar una configuración monofásica, bifásica y trifásica. Pero en este documento se utilizó netamente SEP con una configuración trifásica, ya que se desea realizar una compensación a nivel de distribución para mantener estable el SEP se tiene que considerar que dichos sistemas constan de cargas de diferente naturaleza (industriales, alumbrado público, comerciales, residenciales, etc.), que se encuentran en constante crecimiento producido por el aumento poblacional y comercial, y esto genera que los valores del factor de potencia y de tensión sufran cambios no favorables para el sistema y el mismo usuario final [30],[31]. Este artículo plantea de una manera eficiente una técnica de instalación de condensadores determinando la ubicación, cantidad, tipo y tamaño de estos dispositivos de compensación, tomando en cuenta aspectos como el económico y el análisis de posibles puntos de instalación como se mencionó anteriormente[32],[33].

2.5 Análisis de la función costos

Para el análisis de la función costos tenemos que tener en cuenta que los aspectos económicos son un punto muy importante en la actualidad, ya

que las empresas de distribución buscan dar un buen servicio, pero a su vez salvaguardar sus recursos financieros, es por eso que se procede al análisis de los costos que se generan al instalar equipos de compensación, para no hacer un mal uso de este aspecto.

La función costos se constituye tanto por los costos generados por las pérdidas de potencia real y energía, así también por el costo asociado a la instalación de los condensadores[34]. Esta función depende del análisis de tres criterios: el costo del condensador incluido el de la instalación, el costo de pérdida energética en el sistema de distribución, y el costo total de pérdidas de potencia. El resultante que queda de la resta de los costos totales antes de la compensación del sistema y los costos totales después de haberla realizado es el ahorro total de la red[35]. Por lo tanto, para la seleccionar los puntos de posibles instalaciones se toma en cuenta tres aspectos económicos que intervienen en la colocación de los bancos de capacitores[36], estos aspectos que se consideró son: el costo neto, costos de instalación y los costos indirectos estimados de los banco de capacitores, como se muestra en la ecuación (3).

$$C_{tot} = C_{ij} + E_{ij} + I_{ij} \quad (3)$$

Donde:

C_{tot} : Costo total de la instalación.

C_{ij} : Costo neto del módulo capacitivo con ubicación en el nodo j y de tipo i.

E_{ij} : Costo de la instalación del módulo capacitivo con ubicación en el nodo j y de tipo i.

I_{ij} : Costos indirectos estimados del módulo capacitivo.

3. Planteamiento y estudio del problema, ubicación de bancos de capacitores y metodología referente a la solución.

La compensación por medio de equipos reactivos no es la única forma de mantener estable un sistema eléctrico, hay diferentes maneras de obtener resultados similares como los que se plantea en el trabajo propuesto en [24], que genera una solución mediante la optimización de potencia reactiva mejorando los perfiles de tensión en base a la demanda de costos variables; pero por otro lado también se puede ubicar fuentes de generación distribuida para realizar una compensación en los sistemas eléctricos, logrando de esta manera resultados similares en estabilidad de los sistemas de distribución como se presenta en [37] y [38]. Este artículo busca proteger la calidad de un sistema eléctrico mediante la utilización de bancos de capacitores que son equipos ideales para la inyección de potencia reactiva, generando de esta manera una estabilidad en cada línea del sistema y que no haya problemas al momento de satisfacer al usuario final. Entre otros dispositivos que realizan la misma función se encuentran los compensadores estáticos (SVC, de sus siglas en inglés) que es uno de los diferentes sistemas flexibles de transmisión AC (FACTS, de sus siglas en inglés) que existen, y al igual de los capacitores se tiene que hacer un estudio y dimensionamiento para su implementación, todo esto se encuentra planteado en [39]. Pero concretamente el estudio de este artículo va estar concentrado en la óptima ubicación de los bancos de condensadores y las excelentes

ventajas que brindan y generan estas herramientas de compensación al SEP. La compensación estática la cual se trata en este artículo es una de las maneras más fiables de disminuir las pérdidas técnicas, producidas aguas arriba del punto donde se encuentran instalados equipos de compensación, ya que estas pérdidas son ocasionadas por la potencia consumida por equipos inductivos o que tengan el FP en retraso. En el trabajo propuesto se responde él porque es conveniente la instalación de bancos de capacitores en puntos estratégicos del sistema mediante una optimización multi-objetivo.

Por esto se tiene que proceder a realizar un análisis de las condiciones y características en las que se encuentran cada una de las barras del sistema y de esta manera determinar si hay necesidad de la mejora del FP y tensión de la barra analizada, para luego hacer la selección del condensador según su capacidad. Pero para empezar con el análisis del procedimiento tenemos que tener en cuenta de donde surgen estos problemas, concretamente se producen por el crecimiento constante de la carga en el sistema y así también por las variaciones de tensión producida por la perturbación armónica, que se considera a la energía que regresa de la carga; por esto es fundamental la compensación por medio de bancos de condensadores en un sistema eléctrico, ya que la carga siempre tendrá un crecimiento indeterminado. Para llevar a cabo el programa se necesita de una constante evaluación de esta problemática ya que tiene que ser el resultado de una serie de mediciones y adquisición de datos acompañados de un trabajo y

procedimiento que a continuación se va a explicar.

3.1 Registro de variables eléctricas necesarias

Para obtener datos se realiza una simulación de comportamiento del modelo de prueba de 39 barras de la IEEE mediante un software eléctrico por disminución de las pérdidas técnicas sin bancos de capacitores instalados en el sistema, donde se obtuvo valores de las variables eléctricas como: los porcentajes de la caída de tensión en cada barra o nodo, corrientes, el consumo reactivo y por último el FP. Al momento de obtener dichos valores a lo largo de nuestro sistema, se procede analizar y cuantificar las características de las siguientes variables: kVAR, kW, kV, etc. Las cuales servirán para nuestro análisis y futuras implementaciones.

3.2 Establecer los parámetros o rangos que rigen la ubicación de bancos de condensadores

Se tiene que establecer parámetros y límites normados que determinan la aplicación de medidas para mejorar las condiciones técnicas de trabajo de cada uno de los elementos que conforman un sistema eléctrico. Estos parámetros tienen dependencia de los criterios propios del diseñador y normas establecidas por reglamentos y códigos internos como por ejemplo la norma IEEE-519. Los parámetros fundamentales que se tienen que utilizar de una manera obligatoria son esencialmente dos los cuales se representan en la Tabla 1, tomando en cuenta que son los requisitos para que un sistema eléctrico se encuentre funcional y eficaz a la hora de trabajar.

Tabla 1. Rangos permitidos por la norma IEEE-519

| UNIDADES | PORCENTAJES Y RANGOS |
|--------------------|--|
| TENSIÓN | Puede tener una variación de $\pm 5\%$ con respecto a la unidad. |
| FACTOR DE POTENCIA | Puede operar en el rango de [0.95-1]. |

Realizando una comparación de los aspectos planteados anteriormente con los resultados obtenidos de la simulación en el software eléctrico, se evalúa si hay necesidad de implementar la compensación reactiva todo esto hablando a nivel nodal.

Si al momento de evaluar los valores nos da como resultado un fallo de no compensar, se procede al análisis del comportamiento de la carga en la línea de falla, para ver si necesita un valor mayor de kVAr y así satisfacer el déficit de tensión y corrección del factor de potencia. Entonces si se decide que un nodo necesita ser compensado procede a seleccionar el capacitor.

3.3 Selección de los capacitores

Para la selección y dimensionamiento de bancos de capacitores intervienen muchos aspectos previos, como se planteó a lo largo del artículo, el objetivo del estudio es generar un software por medio de un algoritmo de optimización, donde se realiza la selección de la magnitud requerida de los módulos capacitivos y también la correcta ubicación en la red del SEP, los cuales toman un carácter necesario para mantener los niveles de tensión nodal dentro de los rangos de calidad. Por lo tanto, se realizó un algoritmo de optimización donde se agrega el flujo de potencia tanto activa como reactiva, que establece el lugar para la

ubicación de módulos capacitivos con valores estándar, con la finalidad de controlar la tensión de la barra que lo necesite. Para la determinación planteada se utilizara una optimización multiobjetivo lo cual se explicara a continuación.

3.3.1 Funciones objetivo a minimizar

Para iniciar se establece como idea principal la estabilidad del sistema, manteniendo por medio de la compensación la tensión nodal en rangos adecuados y permitidos, se realiza una función objetivo que tiene por prioridad minimizar analizando la suma de los costos que se invierte para la instalación de los bancos de capacitores como se analizó y estudio previamente.

Por lo tanto se procede a minimizar la siguiente ecuación:

$$CM = \sum_{i=n}^{i=1} [V_{ij} * (C_{ij} + E_{ij} + I_{ij})] \quad (4)$$

Donde:

CM : Función del costo para minimizar.

j : Índice nodal de la red.

i : Índice del tipo de los bancos de capacitores.

C_{ij} : Costo neto del módulo capacitivo con ubicación en el nodo j y de tipo i .

E_{ij} : Costo de la instalación del módulo capacitivo con ubicación en el nodo j y de tipo i .

I_{ij} : Costos indirectos estimados del módulo capacitivo.

V_{ij} : Variable binaria para la toma de una decisión, donde si es "1" (se realiza la inversión para la instalación de los bancos de capacitores), pero por

otro lado si es “0” (no se realiza acción alguna).

La siguiente función que deseamos minimizar y que completa y cumple la optimización multiobjetivo es la de pérdidas de potencia a nivel de los sistemas de distribución que es mostrada en la ecuación (5).

$$P_{per} = \sum_{i=n}^{i=1} [g_{ij} * (t_i^2 + t_j^2) - 2t_i t_j \cos(\theta_i - \theta_j)] \quad (5)$$

Donde:

P_{per} : Función de pérdidas a minimizar.

t_i : Módulo de tensión en el nodo i.

t_j : Módulo de tensión en el nodo j.

g_{ij} : Corresponde a la conductancia de las líneas entre los nodos ij.

θ_i : Ángulo de tensión que consta en el nodo i.

θ_j : Ángulo de tensión que consta en el nodo j.

3.3.2 Balances de potencias

La potencia neta inyectada en cada uno de los nodos del sistema eléctrico se considera como balance de potencia activa, este balance se encuentra representado por las ecuaciones (6) y (7).

$$P_{ni} = G_{ii}|t_i^2| + |t_i| \sum_{j \in \text{Nod}} |t_j| [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] \quad (6)$$

$$P_{Gi} - P_{Ci} = G_{ii}|t_i^2| + |t_i| \sum_{j \in \text{Nod}} |t_j| [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] \quad (7)$$

Donde:

P_{ni} : Potencia active neta que inyectada en el nodo i.

t_i : Módulo de tensión en el nodo i.

t_j : Módulo de tensión en el nodo j.

θ_i : Ángulo de tensión que consta en el nodo i.

θ_j : Ángulo de tensión que consta en el nodo j.

G_{ij} : ij-ésimo elemento constante en la matriz de conductancia nodal.

B_{ij} : ij-ésimo elemento constante en la matriz de suceptancia nodal.

Nod: Número del total de nodos que se encuentran en la red.

P_{Gi} : Potencia activa de generación que consta en el nodo i.

P_{Ci} : Potencia activa de carga que consta en el nodo j.

Para tener en cuenta la potencia reactiva tanto de entrada como de salida que consta un nodo, y adicionar los diferentes bancos de capacitores que posiblemente serán instalados en los nodos del sistema utilizaremos las ecuaciones (8) y (9).

$$Q_{ni} = -B_{ii}|t_i^2| - \sum_{k=1}^M bc_{ik} * v_{ik} + |t_i| \sum_{j \in \text{Nod}} |t_j| [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)] \quad (8)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Ci} = -B_{ii}|t_i^2| - \sum_{k=1}^M bc_{ik} * v_{ik} + |t_i| \sum_{j \in \text{Nod}} |t_j| [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)] \quad (9)$$

Donde:

Q_{ni} : Potencia reactiva neta inyectada en el nodo i.

t_i : Módulo de tensión en el nodo i.

t_j : Módulo de tensión en el nodo j.

θ_i : Ángulo de tensión que consta en el nodo i.

θ_j : Ángulo de tensión que consta en el nodo j.

G_{ij} : ij-ésimo elemento constante en la matriz de conductancia nodal.

B_{ij} : ij-ésimo elemento constante en la matriz de suceptancia nodal.

Q_{Gi} : Potencia activa de generación que consta en el nodo i .

Q_{ci} : Potencia activa de carga que consta en el nodo j .

bc_{ik} : Potencia reactiva concerniente a los bancos de capacitores, de tipo k , con ubicación en el nodo i .

v_{ik} : Variable binaria de toma de decisión, donde si es "1" se genera una inversión en los bancos de capacitores de tipo k constando en el nodo i , pero si es "0" no hay inversión alguna.

T : Cantidad de tipos de bancos de capacitores factibles para ubicarlos en el nodo i .

Nod: Número del total de nodos que se encuentran en la red.

3.3.3 Restricciones a utilizar

Las restricciones son algo muy importante para la ejecución del programa, por lo tanto tenemos que tener en cuenta diferentes criterios y aspectos técnicos, tanto de la configuración de los sistemas eléctricos de potencia como también de sus datos técnicos al momento de correr el flujo de potencia de dicho sistema. En la Tabla 2 se podrá diferenciar los criterios a cumplir del modelado.

Tabla 2. Aspectos a considerar en el modelo

| | CONSIDERACIONES |
|-----|---|
| N°1 | Verificar si el sistema es equilibrado y trifásico. |
| N°2 | Analizar si la red no se encuentre contaminada por efecto de los armónicos. |
| N°3 | Verificar si el desplazamiento de la fase entre los ángulos de tensión de algún bus del sistema tienda a cero. |
| N°4 | Verificar si la magnitud de tensión del bus debe ser igual a 1.0 [PU] al momento de la primera iteración del flujo de potencia. |

Los nodos a ser compensados se los podrá diferenciar tomando en cuenta

las restricciones indicadas, para luego proceder al análisis de la capacidad y costo del banco de condensadores que se va a instalar en el nodo. Pero también hay restricciones técnicas referentes a cada variable que se implementara en el algoritmo matemático de optimización como se indica a continuación. Entre las restricción que más hay que prestar atención encontramos al rango de operación de la tensión nodal del sistema, convirtiéndose en una de las variables es primordiales en la modelación y compensación del sistema eléctrico, a razón de que la potencia reactiva se encuentra relacionada concretamente con esta limitación. La restricción abarca un rango que va desde 0,95 hasta 1,05.

$$t_{\text{minimo } i} \leq t_i \leq t_{\text{maximo } i} \quad (10)$$

$$t_{\text{minimo } i} = 0,95 \quad (11)$$

$$t_{\text{maximo } i} = 1,05 \quad (12)$$

Donde:

$t_{\text{minimo } i}$: Tensión mínima permitida.

t_i : Tensión en el nodo.

$t_{\text{maximo } i}$: Tensión máxima permitida.

i : Índice de nodos.

Como se analizó previamente el factor de potencia es una restricción primordial por lo tanto debe constar de una manera obligatoria en el programa.

$$FP_{\text{minimo } i} \leq FP_i \leq FP_{\text{maximo } i} \quad (13)$$

$$FP_{\text{minimo } i} = 0,95 \quad (14)$$

$$FP_{\text{maximo } i} = 1,00 \quad (15)$$

Donde:

$FP_{\text{minimo } i}$: Factor de potencia mínimo permitido.

FP_i : Factor de potencia en el nodo.

$FP_{\text{maximo } i}$: Factor de potencia máximo permitido.

i : Índice de nodos.

Hay que tomar en cuenta una restricción importante, como lo es la de potencia reactiva en los generadores, esta condición depende de la curva de culpabilidad de los generadores, ya que gracias a esto se puede obtener la capacidad máxima y mínima de reactivos que entregan estos. Estos datos de potencia reactiva tanto mínima como máxima de los generadores se los adquiere de una previa para aplicar en la programación.

$$Q_{minimoj} \leq Q_j \leq Q_{maximoj} \quad (16)$$

Donde:

$Q_{minimoj}$: Potencia reactiva mínima para el generador.

$Q_{maximoj}$: Potencia reactiva máxima para el generador.

j : Índice de los generadores.

Para la toma de decisiones contamos con las variables binarias que son muy importantes para este programa ya que decide si se realiza una inversión en un módulo de bancos de capacitores o no, teniendo en cuenta que solo toman valores de “1” si es una respuesta afirmativa o “0” indicando que no se debe realizar ninguna acción. En las ecuaciones (17) y (18) se representa los rangos para la variable de toma de decisión.

$$0 \leq \sum_{k=1}^T V_{ik} \quad (17)$$

$$\sum_{k=1}^T V_{ik} \leq Mbc \quad (18)$$

Donde:

T : Cantidad de tipos de bancos de capacitores factibles para ubicarlos en el nodo i .

i : Índice de nodos.

V_{ik} : Variables binarias relacionadas al módulo de tipo k en el nodo i .

Mbc : Modulo del banco de capacitores con tendencia a 1.

3.4 Algoritmo de la programación.

El algoritmo de compensación de los sistemas eléctricos se considera un problema de optimización como se ha mencionado en este artículo, el objetivo del algoritmo que se plantea es determinar la generación de potencia reactiva de menor costo operativo, teniendo la finalidad de abastecer a toda la demanda y simplificar las pérdidas de potencial, todo esto considerando las mejores condiciones técnicas y la calidad del producto. La Tabla 3 representa el pseudocódigo que se utilizó para la selección e instalación de los bancos de capacitores.

Tabla 3. Pseudocódigo para selección y ubicaciones de bancos de capacitores.

Pseudocódigo para la optimización multiobjetivo

Paso 1: Inicio

Paso 2: Ingreso de variables.

$$A = [Sb, t_{minima}, t_{maxima}, \Theta_{min}, \Theta_{max}]$$

$$B = [N_i, N_j, R, X]$$

$$C = [N_i, N_j, R, X]$$

$$D = [t_{nom}, t_{in}, \Theta_{in}, P_{car}, Q_{car}, FP_{min}, FP_{max}]$$

$$E = [P_{in}, P_{min}, P_{max}, Q_{in}, Q_{min}, Q_{max}]$$

$$F = [Bc, C_{tot}, V_{ik}]$$

Paso 3: Asignación de valores.

$$t_{maxima} = 0.95$$

$$t_{maxima} = 1.05$$

$$\Theta_{max} = 30$$

$$\Theta_{min} = -30$$

$$Bc = 14$$

$$Sb = 100$$

Paso 4: Proceso

Calculo de suceptancia y conductancia del sistema.

$$B_{ij} = X_{ij}/(R_{ij}^2 + X_{ij}^2)$$

$$G_{ij} = R_{ij}/(R_{ij}^2 + X_{ij}^2)$$

Calculo del flujo de potencia reactiva y activa.

$$Q = |t_i|^2 - |t_i||t_j|[G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) + \text{barr}_{ij}^e \cos(\theta_i - \theta_j)]$$

$$P = |t_i|^2 - |t_i||t_j|[G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + \text{barr}_{ij}^e \sin(\theta_i - \theta_j)]$$

Calculo del costo total concerniente a instalación de los módulos capacitivos en cada barra dependiendo de su capacidad.

$$C_{tot} = C_{ij} + E_{ij} + I_{ij}$$

Establecer parámetros de la variable binaria.

$$0 \leq \sum_{k=1}^T V_{ik} \leq \text{Mbc}$$

Aplicación de la funciones objetivo a minimizar.

$$CM = \sum_{i=n}^{i=1} [V_{ij} * C_{tot}]$$

$$P_{per} = \sum_{i=n}^{i=1} [g_{ij} * (t_i^2 + t_j^2) - 2t_i t_j \cos(\theta_i - \theta_j)]$$

Comprobación del cumplimiento de las restricciones.

$$|t_{min}| \leq |t_{Nod}| \leq |t_{max}|$$

$$Q_{min} \leq Q_{in} \leq Q_{max}$$

$$FP_{min} \leq FP_{in} \leq FP_{max}$$

Comprobación del cumplimiento del balance de potencia reactiva y activa del sistema.

$$Q_{Gi} - Q_{ci} = -B_{ii}|t_i^2| - \sum_{k=1}^M bc_{ik} * v_{ik} + |t_i| \sum_{j \in \text{Nod}} |t_j|[G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)]$$

$$P_{Gi} - P_{ci} = G_{ii}|t_i^2| + |t_i| \sum_{j \in \text{Nod}} |t_j|[G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)]$$

Determinación de los puntos de instalación de los módulos capacitivos así también de la capacidad de estos.

Paso 5: Visualizar

Gráfica comparativa de la tensión nodal antes y después de compensar y gráfica de puntos de instalación de módulos capacitivos.

Paso 6: Fin

La Tabla 4, indica las variables con sus respectivos significados que se utilizaron a lo largo del algoritmo de programación.

Tabla 4. Descripción de variables del algoritmo

| Simbología del Algoritmo | |
|--------------------------|--|
| A | Datos iniciales y de operación del sistema eléctrico con respecto a la tensión y a los ángulos de operación. |
| B | Datos de ubicación, resistencia y reactancia de las líneas existentes. |
| C | Datos de ubicación, resistencia y reactancia de las líneas candidatas a una instalación. |
| D | Parámetros adquiridos de operación para el análisis de la línea y para diagnósticos de la misma. |
| E | Datos de operación de los generadores del sistema. |
| F | Variables indicadoras de datos para la instalación de los bancos de capacitores. |
| Bc | Números de bancos de capacitores. |
| Ctot | Costos totales de la instalación. |
| Vik | Variable binaria para toma de decisión de una futura instalación. |
| θ | Angulo de desfase. |
| Bij | Suceptancia del sistema. |
| Gij | Conductancia del sistema. |
| P | Potencia Activa. |
| Q | Potencia Reactiva. |
| t | Tensión. |
| G | Generador. |
| barr | Barra. |
| Pper | Función de pérdidas del sistema (MW). |
| CM | Función de costos con respecto a la instalación. |

4. Simulación y análisis de resultados

Utilizando el sistema eléctrico de 39 barras de la IEEE representado en la Figura 3, se corrieron flujos de potencia para verificar previamente las condiciones de tensión en las que se encontraba dicho sistema, para después realizar una comparación de

las condiciones alcanzadas por el sistema con la instalación de los módulos capacitivos, esto se logró realizar con el algoritmo planteado anteriormente.

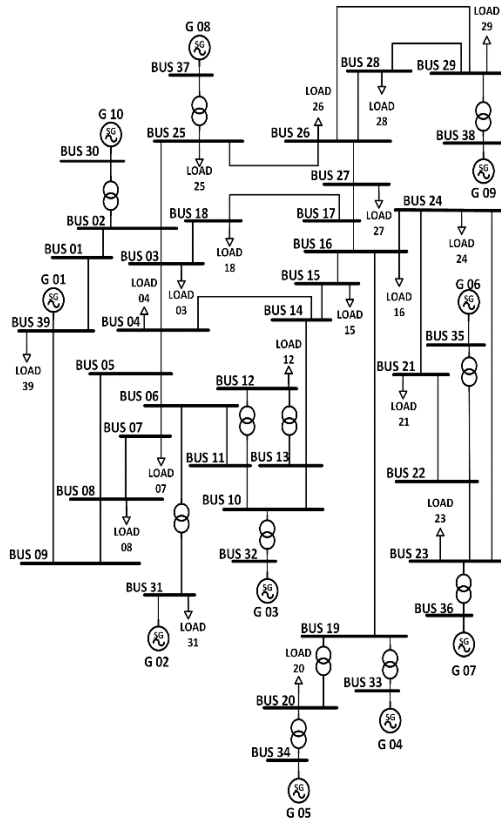


Figura 3. Diagrama unifilar del SEP de 39 barras de la IEEE

4.1 Comparación gráfica de la tensión nodal del sistema antes y de después de la compensación

A continuación se demuestra de una manera gráfica el resultado obtenido, cabe recalcar que la respuesta generada de la tensión nodal una vez ya instalados los módulos de capacitores logra tener una estabilidad muy favorable comparando con los niveles de tensión del sistema base. Probando de esta manera el correcto desempeño que ejecuta algoritmo planteado.

La figura 4, representa la tensión nodal, tanto del sistema base como del sistema ya compensado. Esta gráfica simboliza el cambio positivo que se obtiene al instalar bancos de capacitores en los sistemas de distribución, como se puede visualizar el sistema base tiene una inestabilidad que no es favorable al SEP, pero al momento de instalar los módulos capacitivos se logra tener valores de tensión cercanos a la unidad que sería lo ideal, convirtiéndose de esta manera en un sistema confiable.

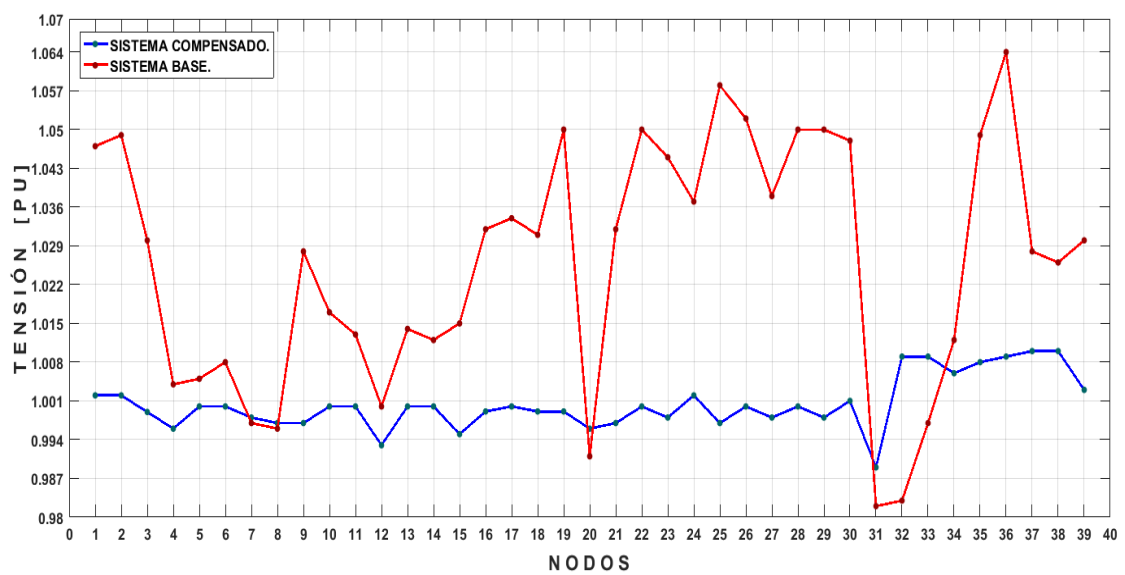


Figura 4. Sistema base vs sistema compensado

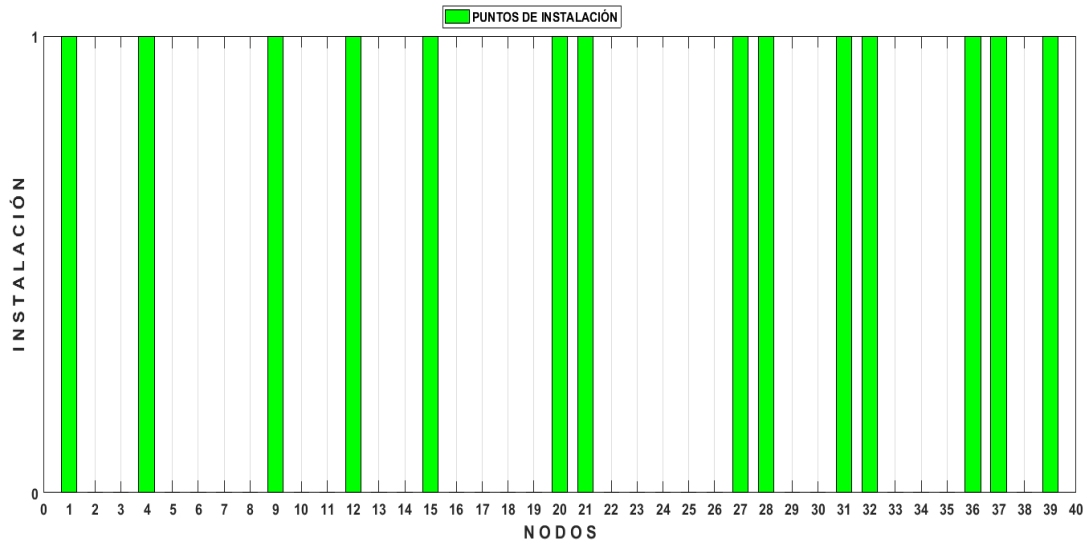


Figura 5. Puntos de instalación de los bancos de capacitores

4.2 Puntos de instalación de los bancos de capacitores en el sistema

El objetivo de la planificación del crecimiento o la compensación de potencia reactiva en los SEP, está ligado a determinar la instalación de nuevos equipos de generación de potencia reactiva que permita controlar los niveles de tensión nodal para conseguir una inversión económica favorable y confiable ante los diferentes escenarios operativos; entonces se tiene que estar consiente que la ubicación de los dispositivos de compensación reactiva es un aspecto muy importante ya que depende de este la inversión económica que se realice y de igual manera se va encontrar relacionado con que los SEP se encuentren operando de una manera correcta y estable. En la Figura 5, se representa los nodos donde se instaló los bancos de capacitores en el SEP, reconociendo como respuesta positiva si el valor que representa a ese nodo es un “1”, dando así luz verde a la instalación del módulo capacitivo.

Pero si la respuesta es negativa se lo representa con un “0” y de esta manera nos indica que en ese nodo no fue necesaria la inyección de potencia reactiva. Como se pudo observar y analizar la compensación como una solución de estabilidad aceptable, ya que el sistema contaba con un inestabilidad de tensión no tan preocupante pero con déficit o sobrecarga a nivel de generación, transformación y líneas de transmisión; pero gracias a esta compensación se pudo mejorar los niveles de tensión de las barras y ayudar así a los generadores, transformadores y líneas de transmisión del sistema para que no trabajen en condiciones de sobrecarga y de igual manera si hay un aumento de la carga se podrá abastecer gracias a esta compensación, convirtiendo a este SEP en un sistema muy confiable. En la Figura 6, se representa de una manera gráfica mediante un diagrama unifilar del sistema los puntos adecuados donde fueron instalados los bancos de capacitores para obtener los

resultados ya mostrados, todo lo analizado previamente nos sirvió para tener una idea de lo beneficioso que realizar una compensación reactiva.

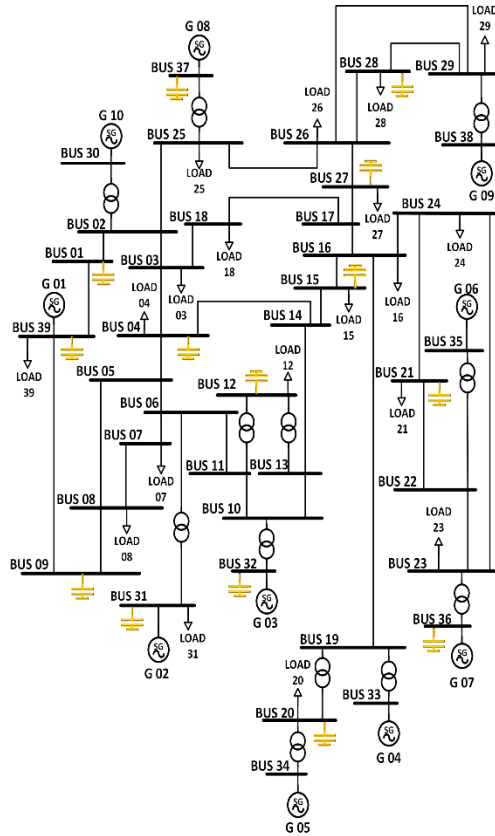


Figura 6. Diagrama unifilar compensado del SEP de 39 barras de la IEEE

Por último se realizó un análisis de pérdidas tanto de los dos sistemas a nivel de la distribución de energía, obteniendo un resultado de pérdidas en el sistema base un total de 10,2591 (MW) y obteniendo una reducción de esta cantidad de pérdidas con la colocación de los bancos de capacitores, llegando a obtener un valor de 9,2547 (MW). De esta manera se demuestra una vez más lo bueno que puede llegar a ser la instalación de módulos capacitivos en un SEP, logrando minimizar las pérdidas del sistema, como se ve en la figura 7.

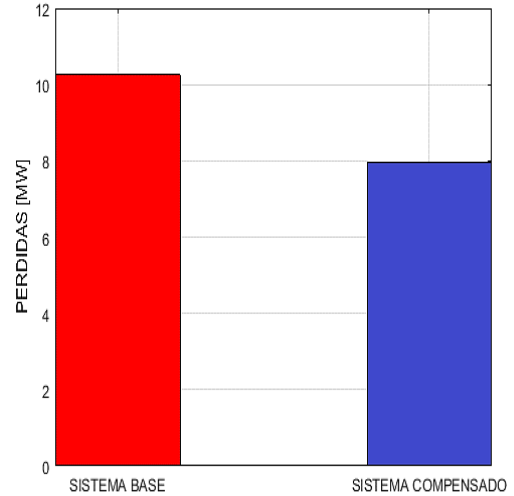


Figura 7. Análisis de pérdidas del sistema base y del sistema compensado

5. Conclusiones

La compensación reactiva es una manera muy eficiente de mantener a un sistema eléctrico de potencia en estándares ideales, por lo tanto este archivo represento como puede ayudar a la distribución eléctrica dicha compensación. La asignación óptima de capacitores en las redes de distribución eléctrica genera una reducción de pérdidas de potencia en las líneas, mejora los perfiles de voltaje, aumenta la estabilidad, crea un sistema fiable y la distorsión armónica en la red puede ser disminuida por lo tanto su colocación y ubicación óptima es una cuestión primordial. En este artículo, la asignación se aplica en el sistema eléctrico de potencia de 39 barras de la IEEE, y los resultados obtenidos tanto en las tablas como en las gráficas representan que el algoritmo implementado tiene una alta eficiencia en cuestiones discontinuas, como lo es la selección y ubicación de módulos capacitivos. Al ver el resultado arrojado por el programa, nos damos cuenta que de esta manera no solo ayuda a las redes de distribución sino también a la parte de

generación y transformación, ya que si se encuentran trabajando de una manera de sobre carga ayudará a la mejora en todas estas partes del sistema eléctrico haciéndolo así estable. Al analizar las pérdidas que sufren los dos sistemas tanto el base como el compensado se puede dar cuenta que los compensadores de alguna manera mejoran este aspecto que es muy importante para la fiabilidad y confiabilidad de un SEP. Por otro lado la alta velocidad y el excelente rendimiento del algoritmo en dar una respuesta eficiente de optimización multiobjetivo indican que dicho programa puede ser utilizado en redes de distribución reales por que minimiza costos y pérdidas lo cual es ideal para corregir los sistemas.

6. Referencias

- [1] S. K. Injeti, V. K. Thunuguntla, and M. Shareef, "Optimal allocation of capacitor banks in radial distribution systems for minimization of real power loss and maximization of network savings using bio-inspired optimization algorithms," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 69, pp. 441–455, 2015.
- [2] R. Moxley, J. Pope, and J. Allen, "Capacitor bank protection for simple and complex configurations," *2012 65th Annu. Conf. Prot. Relay Eng.*, pp. 436–441, 2012.
- [3] G. M. Minamizaki, S. U. Ahn, G. L. Torres, L. E. Borges, and N. C. Jesus, "Technical solutions for harmonic resonance at MV: Relocatable capacitor bank technique," *2010 IEEE/PES Transm. Distrib. Conf. Expo. Lat. Am. T D-LA 2010*, pp. 99–103, 2011.
- [4] R. Pérez, A. Aguila, and C. Vásquez, "Classification of the status of the voltage supply in induction motors using Support Vector Machines," *2016 IEEE/PES Transm. Distrib. Conf. Expo.*, pp. 1–5, 2016.
- [5] H. Khani, M. Moallem, S. Sadri, and M. Dolatshahi, "A new method for online determination of the location of switched capacitor banks in distribution systems," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 26, no. 1, pp. 341–351, 2011.
- [6] D. D. Lucache, C. Moisa, and J. Lobry, "Economic appraisal of optimal location and sizing of capacitors in radial distribution systems using PSO," *2014 Int. Conf. Appl. Theor. Electr. ICATE 2014 - Proc.*, 2014.
- [7] R. Gholami, M. Shahabi, and M. R. Haghifam, "An efficient optimal capacitor allocation in DG embedded distribution networks with islanding operation capability of micro-grid using a new genetic based algorithm," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 71, pp. 335–343, 2015.
- [8] I. Trach and Y. Zubiuk, "A Combined Approach to Multi Objective Optimization of Capacitor Placement in Radial Distribution Networks," *3rd Int. Conf. Electr. Power Energy Convers. Syst.*, vol. 1, no. 5, pp. 1–5, 2013.
- [9] W. Calvert, "Systems and methods for synchronized control of electrical power system voltage profiles," vol. 2, no. 12, pp. 1–13, 1970.

- [10] A. F. Zobaa, "The optimal passive filters to minimize voltage harmonic distortion at a load bus," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 20, no. 2 II, pp. 1592–1597, 2005.
- [11] B. Feizifar, M. R. Haghifam, S. Soleymani, and A. Jamilazari, "Impact of capacitor banks on fault location methods based on fault transient signal analysis in distribution networks," *2012 11th Int. Conf. Environ. Electr. Eng. IEEEIC 2012 - Conf. Proc.*, pp. 688–692, 2012.
- [12] M. A. S. Masoum, E. F. Fuchs, M. A. S. Masoum, and E. F. Fuchs, *Chapter 10 – Optimal Placement and Sizing of Shunt Capacitor Banks in the Presence of Harmonics*. 2015.
- [13] J. R. Johnson, "Managing harmonics and resonance with active harmonic filters in an offshore ring main oil field," *ICHQP 2008 13th Int. Conf. Harmon. Qual. Power*, no. 1016, pp. 0–7, 2008.
- [14] S. Bisanovic, M. Hajro, and M. Samardzic, "One approach for reactive power control of capacitor banks in distribution and industrial networks," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 60, pp. 67–73, 2014.
- [15] P. Kayal, T. Ashish, and C. K. Chanda, "Simultaneous placement and sizing of renewable DGs and capacitor banks in distribution network," *2014 Int. Conf. Circuits, Power Comput. Technol. ICCPCT 2014*, pp. 607–611, 2014.
- [16] S. Madeiro, E. Galvao, C. Cavellucci, C. Lyra, and F. Von Zuben, "Simultaneous capacitor placement and reconfiguration for loss reduction in distribution networks by a hybrid genetic algorithm," *2011 IEEE Congr. Evol. Comput.*, pp. 2178–2185, 2011.
- [17] A. C. Rueda-Medina, J. M. Lopez-Lezama, and A. Padilha-Feltrin, "Comparison of reactive power support in distribution networks provided by capacitor banks and distributed generators," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–8, 2011.
- [18] A. Zeinalzadeh, "Multi-Objective Placement of Capacitors Banks in Harmonic Contaminated Distribution Network Using MOPSO Algorithm JX-," no. May, pp. 202–207, 2016.
- [19] A. Ameli, E. Davari-nejad, F. Kamyab, M. Vakilian, and M. Haghifam, "A Novel Simultaneous Reconfiguration and Capacitor Switching Method to Improve Distribution Networks Operation," 2014.
- [20] A. C. Morais, J. Pascoal, and P. Cruz, "Optimizing capacitor banks management in Distribution Networks , with large presence of Distributed Generation," no. May, 2011.
- [21] 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.
- [22] D. Torres Riascos, E. Inga Ortega, and A. Aguila Téllez, "Advanced metering infrastructure for microgeneration in rural zones

- using TV white spaces based on spectrum opportunistic,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 12, pp. 3813–3819, 2015.
- [23] J. Vasco and A. Aguila, “Design of Automatic Reclosing scheme in distribution feeders,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 8, pp. 2587–2593, 2015.
- [24] D. Chávez and S. Espinosa, “Optimización del uso de la potencia reactiva en el sistema eléctrico ecuatoriano mediante la programación no lineal,” Universidad Politécnica Salesiana, 2014.
- [25] K. Anderson and A. Narayan, “Simulating integrated volt/var control and distributed demand response using GridSpice,” *2011 IEEE 1st Int. Work. Smart Grid Model. Simulation, SGMS 2011*, pp. 84–89, 2011.
- [26] A. C. Morais and J. A. Pascoal, “Distributed generation forecast as input to capacitor banks management in distribution networks,” no. 171, pp. 2–5, 2012.
- [27] M. Ibrahim, “Using Distributed Intelligence and Wireless Communication to Control and Coordinate Multiple Capacitor Banks,” pp. 1–5, 2014.
- [28] H. A. Attia, “Optimal voltage profile control and losses minimization of radial distribution feeders,” *2008 12th Int. Middle East Power Syst. Conf. MEPCON 2008*, pp. 453–458, 2008.
- [29] H. Johal, R. Wei, P. Yan, and M. Krok, “An integrated approach for controlling and optimizing the operation of a power distribution system,” *Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur. (ISGT Eur. 2010 IEEE PES*, pp. 1–7, 2010.
- [30] A. Baloi, L. Kocewiak, C. L. Bak, and A. Pana, “Experimental determination of harmonic conditions amplification in a distribution network by capacitor bank switching,” *Proc. Int. Conf. Optim. Electr. Electron. Equipment, OPTIM*, pp. 194–199, 2012.
- [31] P. E. Issouribehere, F. Issouribehere, G. A. Barbera, and D. Gómez, “Measurements and studies of harmonics and switching transients in large HV shunt capacitor banks,” *2007 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. PES*, pp. 1–8, 2007.
- [32] M. T. Au and J. V. Milanović, “Planning approaches for the strategic placement of passive harmonic filters in radial distribution networks,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 22, no. 1, pp. 347–353, 2007.
- [33] J. R. Holmquist and M. T. Chen, “Evaluating Tuned Capacitor Banks for South America,” vol. 1, pp. 91–94, 2005.
- [34] E. Wiechnann, R. Burgos, and J. Rodriguez, “Staggered Phase Controlled Rectifier: A Novel Si structure to Achieve High Bower Fact,” no. 53, pp. 821–827, 1997.
- [35] M. Ladjavardi and M. A. S. Masoum, “Genetically optimized fuzzy placement and sizing of capacitor banks in distorted distribution networks,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 23, no. 1, pp. 449–456, 2008.

- [36] V. Orejuela, D. Arias, and A. Aguila, "Response of Residential Electricity Demand Against Price Signals in Ecuador," *Proc. 2015 IEEE Thirty Fifth Cent. Am. Panama Conv.*, no. Concapan XXXV, pp. 373–378, 2015.
- [37] C. Vásquez and S. Espinosa, "Óptima Ubicación de Fuentes de Generación Distribuida Basado en el Perfil de Tensión de Sistemas de Distribución Eléctrica," Universidad Politécnica Salesiana, 2016.
- [38] F. Castillo, A. Aguila, J. González, and S. Member, "Analysis of Stability of Tensión and Losses of Electric Power in Distribution Networks with Distributed Generation," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 11, pp. 4491–4498, 2016.
- [39] D. Jacome and A. Aguila, "Localización y dimensionamiento óptimo de dispositivos SVC para la compensación de potencia reactiva en SEP," Universidad politécnica salesiana, 2017.