

**ÓPTIMA UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO DE BANCOS DE
CAPACITORES USANDO COMPENSACIÓN VOLT-VAR EN MICRO-REDES
ELÉCTRICAS**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

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

**TEMA:
ÓPTIMA UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO DE BANCOS DE
CAPACITORES USANDO COMPENSACIÓN VOLT-VAR EN MICRO-REDES
ELÉCTRICAS**

**AUTOR:
GONZALO MANUEL GUTIÉRREZ SERNA**

**TUTOR:
ALEXANDER ÁGUILA TÉLLEZ**

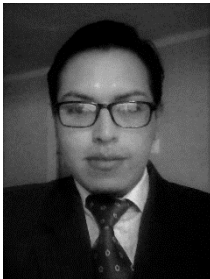
Quito, Julio 2018

Gonzalo Manuel Gutiérrez Serna

**ÓPTIMA UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO DE BANCOS DE
CAPACITORES USANDO COMPENSACIÓN VOLT-VAR EN MICRO-REDES
ELÉCTRICAS**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2018
Ingeniería Eléctrica

Breve reseña historia e información de contacto:



Gonzalo Manuel Gutiérrez Serna (A'1989 – M'05). Nació en Quito, Ecuador. Bachiller con especialidad en Técnico en Mecánica Industrial en el Instituto Tecnológico Superior Central Técnico, Ecuador (2009). Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se enfoca en el estudio de la óptima ubicación y dimensionamiento de bancos de capacitores usando compensación VOLT-VAR en micro-redes eléctricas.

ggutierrez@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Alexander Águila Téllez (A'1981-M'09). Recibió el título de Ingeniero Eléctrico y el de Máster en Eficiencia Energética en los años 2005 y 2010 respectivamente. Actualmente se encuentra estudiando para obtener su título de Doctor en Ingeniería en la Universidad Pontificia Bolivariana - Colombia-Medellín, es miembro del Grupo de Investigación GIREI. Sus principales intereses de investigación incluyen la compensación VOLT-VAR en redes de distribución eléctrica, redes inteligentes, minimización de pérdidas de energía, las energías renovables y la eficiencia energética. Es profesor investigador de la Universidad Politécnica Salesiana- Ecuador.

aaguila@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

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

DERECHOS RESERVADOS

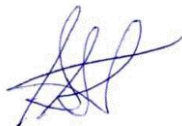
©2018 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO-ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo, Alexander Águila Téllez declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación “*Óptima Ubicación y Dimensionamiento de Bancos de Capacitores Usando Compensación VOLT-VAR en Micro-redes Eléctricas*” realizado por Gonzalo Manuel Gutiérrez Serna, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, Julio 2018



.....
Alexander Águila Téllez

C.C.: 175598318-4

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Gonzalo Manuel Gutiérrez Serna, con documento de identificación N° 172099766-5, 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: “*Óptima Ubicación y Dimensionamiento de Bancos de Capacitores Usando Compensación VOLT-VAR en Micro-redes Eléctricas*”, 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.

Fecha: Julio 2018



.....
Gonzalo Manuel Gutiérrez Serna

C.C.: 172099766-5

1. ÍNDICE GENERAL

1.	Introducción	2
2.	Marco Teórico.....	6
2.1	Micro-red	6
2.1.1	Definición de una micro-red de distribución eléctrica.....	6
2.1.2	Características de una micro-red eléctrica	6
2.1.3	Infraestructura de una micro red	7
2.1.4	Métodos de control de una micro red eléctrica	7
2.2	Elementos a considerar para la ubicación y dimensionamiento de bancos de capacitores	7
2.2.1	Factor de potencia.....	7
2.2.2	Perfiles de voltaje.....	8
2.2.3	Pérdidas de potencia	8
2.3	Optimización por enjambre de partículas (PSO)	8
3.3.1	Descripción de la optimización de enjambre de partículas (PSO).....	9
3.3.2	Aplicaciones y ventajas la optimización de enjambre de partículas PSO.....	9
2.4	Control Volt-Var	9
3.4.1	Control Volt-Var en banco de condensadores.	10
3.1.2	Parámetros para la implementación VVC.....	11
3.	Planteamiento del Problema.....	11
3.1	Pseudocódigo Newton Raphson.....	11
3.2	Pseudocódigo PSO.....	12
3.3	Caso de estudio	13
3.4	Función objetivo a minimizar	14
3.4.1	Restricciones	15
3.4.1.1	Pérdidas de cada línea.....	15
3.4.1.2	Perfiles de tensión.....	15
3.4.1.3	Límites de potencia reactiva	15
3.4.1.4	Límites de factor de potencia.....	15
3.4.1.5	Desviación promedio de voltaje.....	15
3.4.1.6	Máxima desviación de voltaje.....	15
3.5	Comparación de resultados entre Matlab, DIgSILENT y Power World Simulator	16
4.	Análisis y Resultados	16
4.1	Análisis económico	16
4.2	Análisis de potencia activa y reactiva del sistema	17
4.3	Análisis perfiles de voltaje.....	18
4.4	Análisis del factor de potencia	18

4.5	Análisis desviación de voltaje.....	19
5.	Conclusiones.....	19
6.	Trabajos Futuros.....	20
7.	Referencias.....	20
7.1.	Estado del Arte.....	25

2. ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Esquema típico de un sistema de distribución de una micro-red.....	3
Figura 2.	Diagrama de triangulo de potencias.....	8
Figura 3.	Diagrama de cambio de posición PSO.....	9
Figura 4.	Diagrama unifilar de una micro-red de distribución.....	13
Figura 5.	Sistema de una micro-red de distribución compensada.....	16
Figura 6.	Diagrama del costo óptimo en función del número de iteraciones.....	17
Figura 7.	Pérdidas de potencia reactiva en las líneas.....	17
Figura 8.	Pérdidas de potencia activa en las líneas.....	18
Figura 9.	Diagrama de perfil de voltaje en cada barra.....	18
Figura 10.	Factor de potencia de cada barra compensado vs sin compensar.....	19
Figura 11.	Desviación de voltaje en cada barra.....	19

3. ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1:	Abreviaciones y nomenclatura.....	5
Tabla 2:	Redes de distribución según su tamaño.....	6
Tabla 3:	Parámetros de las líneas de la micro-red.....	14
Tabla 4:	Parámetros de generación y carga.....	14
Tabla 5:	Resultados comparativos de los programas.....	16
Tabla 6:	Pérdidas de potencia reactiva en (MVar).....	17
Tabla 7:	Pérdidas de potencia activa en (MW).....	17
Tabla 8:	Perfiles de voltaje en (p.u.).....	18
Tabla 9:	Factor de potencia con y sin capacitores.....	18
Tabla 10:	Desviación de voltaje en cada barra (p.u.).....	19
Tabla 11:	Matriz de Estado del Arte.....	25
Tabla 12:	Resumen e indicadores del Estado del Arte.....	27

ÓPTIMA UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO DE BANCOS DE CAPACITORES USANDO COMPENSACIÓN VOLT_VAR EN MICRO-REDES ELÉCTRICAS

Resumen

En este trabajo, se implementó un modelo matemático para resolver de forma óptima la ubicación y dimensionamiento de bancos de capacitores en una micro-red de distribución eléctrica. El método propuesto es mediante Optimización por Enjambre de Partículas (PSO), la solución se obtendrá con programación dinámica, implementando un algoritmo que será desarrollado íntegramente en MATLAB. Encontrando una óptima ubicación y capacidad de potencia reactiva de los bancos de capacitores, por medio de inyección de potencia reactiva en una o varias barras establecidas. El algoritmo calcula la solución óptima satisfaciendo los requerimientos necesarios para garantizar la fiabilidad y confiabilidad del sistema, como caso de estudio se utilizará un modelo de una micro-red típica de 5 barras, sin embargo, el algoritmo se implementó de manera general y puede responder correctamente ante sistemas con múltiples barras. Como análisis final realizamos una comparación de los datos del sistema sin compensar y los datos del sistema compensados, resaltando una mejoría en los perfiles de voltaje, minimizando las pérdidas en las líneas, minimizando las pérdidas totales del sistema, mejorando el factor de potencia, disminuyendo la desviación máxima de voltaje y desviación promedio de voltaje, cumpliendo con un criterio de restricción de mínimo costo posible.

Palabras Clave: Banco de capacitores, micro-red, optimización, perfiles de voltaje, potencia reactiva, enjambre de partículas.

Abstract

In this work, a mathematical model is implemented to solve optimally the location and sizing of capacitor banks in a micro-grid of electrical distribution. The proposed method is by particle swarm optimization (PSO), the solution will be obtained with dynamic programming, implementing an algorithm that will be developed entirely in MATLAB. Finding an optimal location and reactive power capacity of the capacitor banks, by means of reactive power injection in one or several established bars. The algorithm calculates the optimal solution satisfying the necessary requirements to guarantee the reliability and reliability of the system, as a case study a model of a typical micro-network of 5 bars will be used, however, the algorithm was implemented in a general way and can respond correctly before systems with multiple bars. As a final analysis, we made a comparison of the uncompensated system data and the compensated system data, highlighting an improvement in voltage profiles, minimizing line losses, minimizing total system losses, improving the power factor, decreasing the maximum voltage deviation and average voltage deviation, complying with a minimum possible cost restriction criterion.

Keywords: Capacitor bank, micro-grid, optimization, voltage profiles, reactive power, particle swarm.

1. Introducción

La demanda en crecimiento causa muchos problemas como caídas de tensión, pérdidas de potencia en las líneas, inestabilidad del factor de potencia, entre otros, causando pérdidas técnicas y económicas, por este motivo los usuarios y compañías exigen soluciones para garantizar la fiabilidad y la confiabilidad del sistema [1]. Las características de carga se han vuelto más complejas debido a los equipos de electrónica de potencia, causando perturbaciones de voltaje y corriente, provocando que los equipos se vuelvan más sensibles a la calidad de energía [2], [3].

Las estadísticas de las últimas cinco décadas se estiman que un 13% de la generación total es consumida por pérdidas que se generan en la red de distribución, provocando un problema de optimización de carácter técnico y económico [4], [5]. Por lo tanto, hay mucho trabajo de ingeniería sobre la optimización de la potencia reactiva en redes de distribución [6]. Las redes de distribución y transmisión eléctrica son consideradas como infraestructuras importantes para la sociedad moderna, cualquier avería puede provocar un corte de energía [7], [8].

Los estudios demostraron que el consumo mundial de electricidad ha aumentado aproximadamente un 3,1% anual desde 1980 hasta 2006 y de acuerdo con la Administración de Información de Energía (EIA), las probabilidades que el consumo de energía se incrementa de 3.836 a 4.797 mil millones de (kW/h), 2013-2040. Actualmente los sistemas eléctricos utilizan un control Volt-Var (VVC), para reducir las pérdidas de distribución, minimizando el pico de demanda eléctrica [9].

El propósito del (VVC), es mantener la tensión aceptable en todos los puntos de sistema de distribución, dicho proceso avanzado y responde

periódicamente a la demanda en tiempo real, ajustando y regulando la tensión, de esta forma compensa reactivos para la demanda de energía [10].

Debido al agotamiento de los recursos convencionales, la mayoría de sistemas están cambiando de generación centralizada a generación descentralizada o distribuida (DG) [11].

Algunos beneficios técnicos de las (DG), incluyen una reducción de la contaminación ambiental, minimiza las pérdidas de potencia, mejorando notablemente la estabilidad de tensión y la fiabilidad del sistema [12]. Otro método es ubicar banco de capacitores manteniendo el factor de potencia adecuada de las subestaciones [13].

Desde 1960, la ubicación de los condensadores siempre ha sido un problema importante en los sistemas de distribución, con un criterio de mínimo costos del sistema, cumpliendo con las restricciones del problema, llegando a una óptima ubicando de banco de condensadores [14]. Estos equipos son más utilizados inyectando compensación de energía reactiva a la red de distribución, logrando varios objetivos: mejorando el perfil de tensión, reducción de pérdidas de energía, aumentar la capacidad en la línea mejorando la calidad de potencia y factor de potencia, liberando la capacidad de la red, demostrado un impacto económico notable [5], [15]. Para tener estos beneficios va depender de gran medida de su dimensionamiento y ubicación óptimo en la red de distribución [9].

Las restricciones principales comprenden la carga de cada nodo y las operaciones como: magnitudes de corriente de cada barra [7], los perfiles de voltaje y la sección del conductor durante los niveles de carga que varían [3], [13]. Las ubicaciones de los bancos de capacitores adecuadas favorecen a las compañías eléctricas que pueden

proporcionar una mejor energía y minimizar las pérdidas de energía eléctrica [16]. Los sistemas eléctricos de potencia (SEP), se dividen en cuatro partes principales: generación, transmisión, distribución y cargas. En

este trabajo, se analizó las redes de distribución, enfocándonos principalmente en las micro-redes eléctricas, como se observa en la Figura 1. ya que se relaciona la energía generada para el cliente [5].

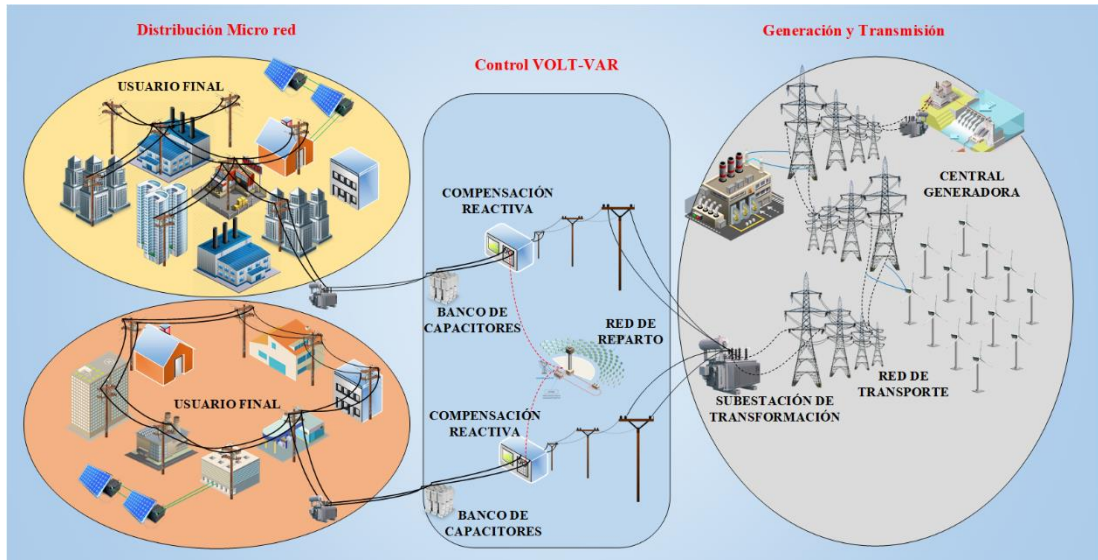


Figura 1. Esquema típico de un sistema de distribución de una micro-red.

El estudio de las micro-redes es bastante amplio, se desarrolló en varios países donde los gobiernos apoyan a estas investigaciones, por este motivo muchos artículos estudian la gestión energética en micro-redes eléctricas [17], donde se analiza el flujo de potencia entre los elementos de la micro-red, la energía generada por fuentes renovables, y la demanda a abastecer [18].

Una micro-red para poder conectarse a la red necesita requisitos de calidad como son magnitud de voltaje, frecuencia y ángulo de fase, por lo cual su estructura se considera muy compleja. El controlador central alimenta la potencia activa y reactiva a la red según las necesidades, así de igual manera se tienen controladores para asegurar un voltaje, y una corriente necesarias para la estabilidad de la red [19], [20].

En [21], nos muestra un método para la coordinación de inyección de

voltaje entre la micro-red, y la red de distribución por medio de descomposición y coordinación. En [22], aporta con el modelado y minimización de pérdidas en el convertidor electrónico de potencia en las micro-redes con corriente directa (DC), especificando como un óptimo flujo de potencia, empleando un algoritmo genético (GA), y un algoritmo de recocido simulado (SA), ajustando valores de voltaje y potencia de los convertidores de fuentes de tensión (VSC), a valores óptimos. Las micro-redes son beneficiosas para el sistema ya que puede reducir la carga, aumentar niveles de confiabilidad, proveer energía y tener independencia de energía ante las fallas e interrupciones que tenga el sistema de distribución [7], [23], [24].

El algoritmo utilizado en [17], toma los estados actuales de los datos obtenidos de diferentes medidores, buscando como función objetivo

minimizar costos de energía para la micro-red. En [25], presenta la optimización de micro-redes en diseño, mejorando la confiabilidad y operación, así como minimizar costos de inversión, es incluyendo un cálculo de gases de efecto invernadero (GEI). Utilizando algoritmos genéticos (GA), su optimización con un modelado para cada elemento de la micro-red y para un óptimo despacho, utiliza Generating Set Search Alorithm (GSS), que es una técnica de optimización global.

Con la posibilidad de su expansión según la demanda continúe creciendo, por este motivo, se debe tener un diseño y operación adecuada de los generadores y del almacenamiento de energía, para minimizar costos y aumentar la confiabilidad en el suministro. Se propuso una planificación de tres niveles que incluyen la expansión de la demanda, optimización de capacidad y optimización de operación, utilizando un algoritmo de Optimization by Particle Swarm (PSO), adaptado a los tres niveles de planificación [26].

En [27], tiene una comparación de diferentes escenarios de análisis de una micro-rede, mirando las pérdidas de las líneas, con sistemas radiales de 9 y 34 barras, buscando la óptima ubicación de una micro-red en el sistema, teniendo en cuenta las pérdidas de la cada línea. Las micro-redes son subsistemas que pueden trabajar de manera autónoma, operando en la red de distribución con mayor seguridad para las cargas. En [28], se adapta un método para un óptimo dimensionamiento de generación distribuida (DG) en una micro-red autónoma, con el algoritmo de optimización de enjambre de partículas, implementado en MATLAB con un sistema de 33 barras. Las micro-redes pueden tener tanto generadores con fuentes de energías renovables, así como los generadores convencionales,

las desventajas de las fuentes de energía renovables es que tiene fluctuaciones de voltaje y no siempre están disponibles [29]. También contienen cargas fijas las cuales deben tener condiciones normales de abastecimiento y de calidad y las cargas flexibles las cuales pueden ser reguladas [30].

El controlador maestro es de gran importancia tanto para la generación y carga, ya que este funciona para optimizar el intercambio de energía con la red, con un correcto funcionamiento como isla de la micro-red, cuando se presente una falla o interrupción aguas arriba hasta que esta sea eliminada. En lo que es confiabilidad del suministro tenemos varios indicadores que nos permiten evaluarla y mejorarla, las mico-redes, ayudan a que las interrupciones y fallas no afectan de gran manera a los niveles de confiabilidad [23]. Las cargas conectadas en la micro-red están cercanas a la generación, disminuyendo la afectación de fallas e interrupciones de la red de distribución [19], [24], [25], [30]. En la Tabla 1 se indica la abreviatura y nomenclatura de este artículo.

A continuación, se organiza este artículo de la siguiente manera: en el capítulo 2, se desarrolla un estado del arte con definiciones básicas para la mayor comprensión de este artículo. En el capítulo 3, se presentará el planteamiento del problema y el algoritmo de optimización a usar. En el capítulo 4, se observa el análisis de resultados, en el capítulo 5, se explorará las conclusiones. Para finalizar en el capítulo 6, se recomienda posibles trabajos futuros de la investigación.

Tabla 1: Abreviaciones y Nomenclatura

Abreviaciones	
PSO	Optimización mediante Enjambre de Partículas
EIA	Administración de Información de Energía
VVC	Control Volt-Var
DG	Generación Distribuida
SEP	Sistema Eléctricos de Potencia
GA	Algoritmo Genérico
VSC	Convertidores de Fuente de Tensión
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GSS	Generar Algoritmo de Conjunto de Búsqueda
PCC	Punto de Acoplamiento Común
Q	Potencia Reactiva (MVar)
P	Potencia Activa (MW)
S	Potencia Aparente (KVA)
FP	Factor de Potencia
V	Voltaje (kV)
I	Intensidad (A)
LTCS	Compiladores de Toma de Carga
DSTATCOM	Compensador Estático de Distribución
CVR	Conservación de Reducción de Voltaje
FO	Función Objetivo
R	Resistencia
X	Reactancia
B	Admitancia
Nomenclatura	
v_i^{k+1}	Velocidad de la partícula i modificada (iteración k+1).
v_i^k	Velocidad de la partícula i (iteración k)
w	Constante de Inercia
C	Factor de constricción
c_j	Coefficiente de aceleración
r_j	Coefficiente aleatorio entre 0 y 1
$pbest_i$	Mejor posición de la partícula i
s_i^k	Posición de la partícula i (iteración k).
$gbest_i$	Mejor posición global de la partícula.
s_i^{k+1}	Posición de la partícula i modificada (iteración k+1).
w_{max}	Inercia inicial
w_{min}	Inercia final
$iter_{max}$	Máximo número de iteraciones.
$iter$	Número de iteración actual
CTB_c	Costo total de bancos de capacitores.
Kc	Costo por kVar,
Q_{LOSS}	Pérdida total de potencia reactiva del sistema
Q_c	Potencia reactiva del capacitor.
Kl	Costo de instalación
Ko	Costo de operación
n	número de nodos.
ΔP_{TL}	Pérdidas potencia totales de cada línea
I_i	La corriente que pasa en las líneas
R_i	Resistencias de las líneas
V_{min}	Voltaje mínimo del sistema p.u.
V_{max}	Voltaje máximo del sistema p.u.
V_i	Voltaje en cada nodo.
Qc_{min}	Es el límite inferior de potencia reactiva.
Qc_i	Es la cantidad de potencia reactiva de los capacitores instalados en los nodos.
Qc_{max}	Es el límite máximo de potencia reactiva.
Fp_{min}	Es el límite permisible del factor de potencia p.u.
Fp_{max}	Es el límite superior permisible del factor de potencia p.u.
Fp_i	Es el límite de factor de potencia de cada nodo
V_n	Es el voltaje nominal
V_i	Es el voltaje que se encuentra en cada nodo
DPV	Desviación promedio de voltaje del sistema
MDV	Máximo desviación de voltaje

2. Marco Teórico

2.1 Micro-red

2.1.1 Definición de una micro-red de distribución eléctrica

Las micro-redes son sistemas de distribución eléctrica que contienen recursos de energía distribuida como cargas controlables en sistemas de almacenamiento energético, generadores distribuidos operando de una manera controlada y coordinada mientras están conectadas a la red eléctrica o cuando operan de manera aislada [31], [32]. Las micro-redes son consideradas sistemas eléctricos de potencia (SEP) a una proporción pequeña [33], [34], a comparación del SEP, las micro-redes también realizan las funciones de generación, transmisión y distribución, regulando los flujos de energía a los usuarios, de una manera local con lo que se estima una mayor confiabilidad al sistema [18], reduciendo pérdidas, de esta manera se reducen considerablemente los gases de efecto invernadero, la diversificación de las fuentes de energía y la reducción de costos [27], [25], [30].

La Micro generación, utiliza fuentes de energías renovables y son una gran solución para reducir el daño al medio ambiente [8], pero de igual manera se pueden implementar en redes de bajo voltaje, clasificando dichas redes según su tamaño de generación como se muestra en la Tabla 2 [35]. Ayudando al despacho de energía y maximizando la confiabilidad de operación de un sistema de distribución [25].

Tabla 2: Redes de distribución según su tamaño [35].

Mínimo	Tipo de Red	Máximo
1 W <	Micro Red	> 5 kW
5 kW <	Red Pequeña	> 5 MW
5 MW <	Red Mediana	> 50 MW
50 MW <	Red Grande	> 300 MW

2.1.2 Características de una micro-red eléctrica

Una característica importante de las micro-redes eléctricas es que utiliza un sistema de control adecuado garantizando un correcto funcionamiento, incrementando la calidad de energía y la generación renovable [33].

La arquitectura de una micro-red está constituida básicamente con un grupo de líneas radiales, que representa un sistema de distribución, también consta de un único nodo o punto de conexión el cual se encuentra conectada a la red principal, denominado punto de acoplamiento común (PCC) [19].

Las micro-redes se pueden conectar a la red de distribución provocando beneficios mutuos, tanto para las compañías distribuidoras como los usuarios [36]. El funcionamiento de una micro-red en modo isla, es decir que se encuentra desconectado de red general, requiere principalmente de un sistema de almacenamiento energético [31]–[33].

Las micro-redes conectadas a la red pueden funcionar también en modo isla, ya que una de las funciones principales de las micro-redes es poder abastecer a un grupo de carga cuando el sistema de distribución no pueda satisfacer a la demanda [17]. Otra desventaja es que la micro-red se puede estudiar como un punto de conexión a la red y su flujo se lo optimiza por separado con la red, esto lleva a inconvenientes con los límites de potencia y voltaje [21]. La micro-red tiene un flujo bidireccional con la red de distribución donde se compara el voltaje del nodo fuente con el nodo de conexión de la micro-red, pero para el estudio de flujo de carga si existe una diferencia entre los voltajes, es decir que existe un error, este debe acercarse lo más posible a 0 para tener un flujo óptimo de carga [27].

2.1.3 Infraestructura de una micro red

La arquitectura y diseño adecuado de una micro-red son importantes para la integración con recursos renovables, ya que así se puede controlar su intermitencia y no linealidad [19], teniendo varios problemas de conexión a la red, por lo cual existen diferentes tipos de arquitecturas como son las DC, AC y las híbridas. Los generadores como los fotovoltaicos necesitan un convertidor CC-CA para conectarse a la red desde el PCC, el almacenamiento es parte importante de la estructura de una micro-red, ya que cuando existe generación excesiva esta puede almacenarse, puede ser utilizado en un momento cuando la generación sea insuficiente para abastecer a la carga [30], [37].

2.1.4 Métodos de control de una micro red eléctrica

También funciona como un controlador maestro, que cuando la micro-red pasa a un modo isla controla el voltaje, ajustando las DG necesarias para abastecer la demanda de la micro-red, es por esto que es muy importante el controlador ya que, si llegaría a tener una falla, el subsistema puede quedar desabastecido [19]. Por lo cual se debe definir un modo de control de la micro-red en modo isla, entre los distintos controles están: punto a punto, maestro-esclavo, jerárquico o sistema de múltiples agentes [18], [30].

2.2 Elementos a considerar para la ubicación y dimensionamiento de bancos de capacitores

Disminuyendo pérdidas técnicas y económicas que se presentan por ubicarlos y dimensionarlos en lugares inadecuados [5], [15], los bancos de condensadores normalmente tienen capacidades nominales que son múltiplos enteros de una unidad estándar (5, 25, 50, 150 o 300 kVAr, por ejemplo) [4], en la implementación de los bancos

de capacitores debe considerarse algunos aspectos, en donde debe tomarse en cuenta el estudio en redes radiales como malladas que nos menciona en artículo [27].

Con la finalidad que la compensación sea máxima, se necesita instalar en las redes radiales lo más cerca posible a un extremo de las barras con carga mayor, en redes malladas se acostumbra la ubicación preferentemente es en las barras más alejados del bus de alimentación y en las barras con mayor carga. En cambio, en redes importantes de generación local, como en redes de distribución de carga desequilibrada, la compensación óptima ya no es evidente. Sin embargo, la optimización se debe realizar, teniendo en cuenta los perfiles de carga de la demanda de los consumidores en tiempo real [38], [39].

Para que el suministro de energía cumpla con las condiciones de calidad se debe realizar estudios de optimización de las redes [2], la implementación de bancos de capacitores en la red, se debe analizar como un flujo óptimo de potencia, esta concepción debe llevar a cabo dentro de una micro-red la cual debe cumplir con condiciones de perfiles de voltaje, factor de potencia adecuado, control de potencia reactiva y eficiencia energética [16],[40].

2.2.1 Factor de potencia

El factor de potencia es una magnitud que nos indica la capacidad de energía aprovechada, también se puede decir que es el desfase entre la tensión V (kV), y la corriente I (A) [41].

De igual manera se puede afirmar que es la división entre la potencia activa P (KW) y la potencia aparente S (KVA), como se puede apreciar en las ecuaciones (1), (2), (3), el cual 1 es su punto óptimo, muchas empresas distribuidoras exigen valores superiores a 0.8 [40], [42]. En el sector industrial causan presencia de reactivos debido a sus equipos,

obligando al consumo de potencia activa P (kW), y potencia reactiva Q (kVAr), [2]. Esta potencia deberá ser producida y transportada por las redes, provocando un incremento en la potencia activa por las pérdidas óhmicas, generando corrientes y causando una creciente demanda por consumo [28].

Estas potencias se pueden representar mediante un triángulo de potencias, el ángulo que se encuentre entre la potencia aparente (S) y activa (P), es el desfase entre el voltaje y la corriente y su coseno es equivalente al factor de potencia (FP), como se muestra en la Figura 2 [41].

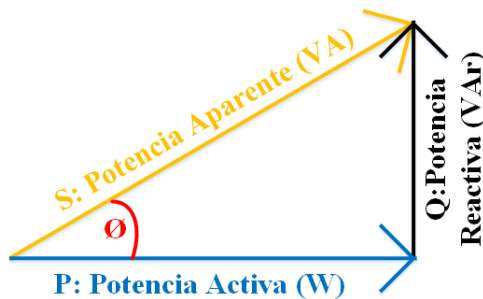


Figura 2. Diagrama del triángulo de potencias [41].

$$FP = \cos(\phi) = \frac{P(KW)}{S(KVA)} \quad (1)$$

$$= \cos\left(\tan^{-1} \frac{Q}{P}\right)$$

$$P = S * \cos(\phi) \quad (2)$$

$$Q = S * \sin(\phi) \quad (3)$$

Si consideramos algunos mecanismos para la corrección del factor potencia cabe mencionar algunos:

- Ubicación de bancos de capacitores.
- Menor operación de motores sincrónicos.
- Implementar motores eficientes de energía, obteniendo así que su función sea al límite de su capacidad nominal.

2.2.2 Perfiles de voltaje

Las ventajas de la ubicación de bancos de capacitores es que se pueden obtener

un nivel adecuado, mejorado los perfiles de voltajes, e inyección de potencia reactiva y activa a la red, aumentando la eficiencia energética [27].

Es importante regular la tensión, ya que si los sistemas provocan cambios significativos de tensión estos pueden provocar una operación ineficiente a las cargas, la variación de tensión en los sistemas de distribución, se debe mantener dentro de los límites permisibles, para garantizar la óptima operación de confiabilidad y calidad de servicio. Dentro de los límites que pueden variar las empresas distribuidoras, por ejemplo, varía un $\pm 5\%$ de la tensión nominal en periodos largos, y en límites inferiores en periodos rápidos [28], [29], [43].

2.2.3 Pérdidas de potencia

El flujo óptimo de potencia es un caso de optimización ya que busca minimizar pérdidas de voltaje, la adecuada inyección de potencia, minimizando las pérdidas en la línea, si queremos optimizar el flujo también se debe considerar el control óptimo del almacenamiento de energía que se consume e inyecta a la red [17], [22].

Las pérdidas en distribución es un problema importante, ya que estos provocan deficiencia en la gestión de las empresas distribuidoras, dando lugar a mayores costos de operación y mantenimiento, estos se muestran en una tarifa de consumo eléctrico. La óptima distribución y operación de una red, se encuentra tanto en su dimensionamiento y operación llegando a optimizar pérdidas que estas producen [1],[9],[43].

2.3 Optimización por enjambre de partículas (PSO)

Es una herramienta de optimización iterativo que resuelve problemas de optimización de carácter no lineal, la primera introducción fue en el año 1995 por Kennedy y Eberhart, un nuevo método heurístico, pero a medida que

avanzan las investigaciones Hepper y Grenander, se basan en el comportamiento social de los individuos, es un método estocástico que simula el movimiento de la aves, esto debe servir como una poderosa técnica de optimización, extendiendo sus habilidades para resolver problemas complicados de ingeniería y ciencia, estos algoritmos se basan por los enjambres de insectos, bancos de peses o bandadas de aves, en su movimiento coordinado, es un método simple y de gran importancia, que actualiza una población inicial generada al azar en un proceso iterativo, que utiliza dos pasos, actualizando la velocidad y posición para cada individuo [6], [15], [38].

La última versión del PSO es presentada por Shi y Eberhart, en su aplicación en el concepto de simplificación, ahora las coordenadas de cada partícula representa una posible solución [5].

3.3.1 Descripción de la optimización de enjambre de partículas (PSO)

Para una explicación gráfica más exacta del PSO, se describe el comportamiento de la partícula del paso de una iteración a la siguiente.

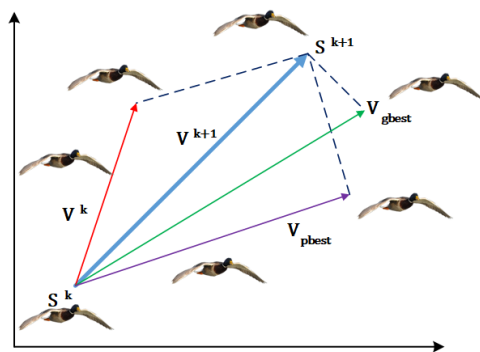


Figura 3. Diagrama de cambio de posición PSO

V^k : Velocidad actual.
 V^{k+1} : Velocidad modificada.
 S^k : Posición actual.
 S^{k+1} : Posición modificada
 V_{pbest} : Velocidad basada en la mejor posición de la partícula.

V_{gbest} : Velocidad basada en la mejor posición del enjambre de partículas.

Como se muestra en la Figura 3 una partícula en la iteración k con una velocidad de esa iteración V^k y la posición S^k pasa a su siguiente cambio de posición S^{k+1} por la velocidad actualizada V^{k+1} , dando lugar a la velocidad correspondiente a la mejor posición de la partícula y la velocidad basada en la mejor posición del PSO [44],[15].

3.3.2 Aplicaciones y ventajas la optimización de enjambre de partículas PSO

- Tiene la fortaleza de integrarse con otras técnicas de optimización generando una técnica híbrida.
- Es menos sensible a la naturaleza de la función objetivo, esto quiere decir mayor continuidad [45].
- Tiene la capacidad de escapar de los mínimos locales.
- Es fácil de implementar y con el programa de operaciones matemáticas y lógica básica.
- Se puede operar funciones objetivas con principio estocástica.
- No requiere una buena solución inicial para garantizar su convergencia [5].
- El PSO es aplicado con éxito para problemas, (potencia reactiva, control de voltajes y el flujo de potencia óptimo), [4].

2.4 Control Volt-Var

Control Volt-Var (VVC), es implementado como una solución efectiva para la reducción de pérdidas, utilizando equipos de regulación de tensión y controladores de potencia reactiva, las empresas eléctricas de distribución tienen como principal objetivo la implementación de métodos de control y automatización avanzada,

manteniendo los niveles de voltaje aceptables en los nodos a lo largo de todo el sistema, bajo todas las condiciones de carga, supervisando las necesidades de potencia reactiva de la red eléctrica en situaciones de emergencias del sistema [45].

Entre 1980 y principios de 1990, se implementó un VVC, como una forma efectiva para la reducción de las pérdidas eléctricas, cumpliendo con el criterio de la demanda eléctrica de su sistema [46], [47]. Pero no representaron beneficios importantes, el interés de la implementación decreció en este periodo, sin embargo, las pérdidas eléctricas fueron trasferidas a la rentabilidad de la empresa, y los ahorros en pérdidas eléctricas se pasaron a clientes, o fueron absorbido por proveedores de generación. En la actualidad, se implementaron óptimas soluciones provocando el interés al estudio en la actualización y mejoras VVC, aprovechando la era de las redes inteligentes actuales, enfocándose en la necesidad de mejorar la eficiencia, la conservación de la energía y el aumento de la utilización de activos, como maximizando la capacidad de las instalaciones existente [48].

3.4.1 Control Volt-Var en banco de condensadores.

Son dispositivos de control de tensión y de control de potencia reactiva, se han implementado de forma fija y por conmutación, a los bancos de condensadores en la subestación en el alimentador, también a transformadores de subestaciones con cambiadores de tomas de carga (LTCS), a reguladores de tensión en la subestación en el alimentador. En el futuro, del mismo modo se implementarán a los recursos energéticos distribuidos como: generadores distribuidos, dispositivos de almacenamiento de energía etc., como también a equipos electrónicos de control avanzados, tales como:

compensadores de potencia reactiva, es probable que desempeñen un papel importante en la estrategia global VVC. Por ejemplo, la distribución estática compensadores (DSTATCOM) proporcionará control de fase independiente para desequilibrios de tensión que favorece la reducción de variaciones de tensión, tales como: caídas de tensión, sobretensiones, junto con la inestabilidad, esto genera variaciones rápidas en demanda de potencia reactiva [10], [47], [48].

Estos controladores avanzados permitirán a las fuentes de energía renovables satisfacer las necesidades de interconexión de servicios públicos, así como el factor de potencia, voltaje de salida y los requisitos de respaldo de transición de bajo voltaje. Los bancos de condensadores también se utilizan para reducir las pérdidas eléctricas a lo largo del alimentador al proporcionar una fuente de potencia reactiva que está más cerca de la carga, permitiendo de este modo, minimizar las pérdidas sufridas cuando la única fuente de potencia reactiva es la transmisión, en sistemas de generación centralizada. Muchas empresas de servicios están introduciendo el concepto de conservación de Reducción de Voltaje (CVR) para reducir la demanda eléctrica y reducir el consumo de energía en tiempo real. CVR, su función es que el sistema de distribución eléctrica puede abastecer una tensión aceptable (114 - 120 V), sin dañar los aparatos de clientes. Para muchos tipos de cargas, que funcionan a tensiones más baja, reduciendo el consumo de energía en esa carga.

El requisito mínimo para el control de tensión del sistema de distribución, es la de mantener la tensión en el alimentador en un nivel aceptable, levantando o bajando la perilla movable de un regulador de tensión o cambio de tomas del transformador [46].

3.1.2 Parámetros para la implementación VVC.

- Nivel de voltaje aceptable y perfil de tensión deben ser mantenidos en todos los puntos a lo largo del alimentador de distribución dentro de todas las condiciones de carga.
- Factor de potencia aceptable para cada alimentador debe mantenerse dentro de todas las condiciones de carga.
- El operador debe permitir la alarma adecuado de sistema, debe estar alerta y disponible para la activación de dispositivos de control.
- Reconfiguración del alimentador debe ser controlado adecuadamente
- Control coordinado óptimo de todos los dispositivos disponibles VOLT-VAR debe ser proporcionada, incluyendo objetivos de operación seleccionables.
- Control de potencia reactiva a partir de recursos energéticos distribuidos deben ser controlados [48].

3. Planteamiento del Problema

Como planteamiento del problema se implementó un modelo matemático para resolver de forma óptima la ubicación y dimensionamiento de bancos de capacitores en un sistema de una micro-red de distribución mallado utilizando una herramienta de Optimización por Enjambre de Partículas (PSO), minimizando costos de equipos, con la finalidad de mejorar pérdidas activas, reactivas mejorando los perfiles de voltaje como a su vez la mejora del factor de potencia, cumpliendo con un criterio de restricción de mínimo costo posible.

3.1 Pseudocódigo Newton Raphson

Este algoritmo permite encontrar los valores resultantes de un flujo de potencia como son las magnitudes de voltaje y ángulos de cada nodo y sus respectivas potencias activas y reactivas, las pérdidas totales a minimizar, con sus respectivas restricciones como son balances de potencias, perfiles de voltaje, límites de potencia, límites de factor de potencia, desviación promedio de voltaje, máxima desviación de voltaje. A continuación, se describe el pseudocódigo del método de Newton Raphson.

Pseudocódigo Algoritmo Flujo de Potencia por Newton-Raphson

Paso 1: Inicio

Paso 2: Asignación de Valores

Asignar valores de líneas (R_{ij} , X_{ij} , Y), generación (PG, QG), carga (PC, QC), tipo de barra (SL, PV, PQ).

Paso 3: Cambio a Sistema por unidad

Paso 4: Cálculo de la matriz Ybarra

Paso 5: Restricciones

$$\Delta P_i TL = \sum_{i=1}^n I_i^2 * R_i$$

$$[V_{min}] \leq V_i \leq [V_{max}]$$

$$[Q_{min}] \leq Q_i \leq [Q_{max}]$$

$$[Fp_{min}] \leq Fp_i \leq [Fp_{max}]$$

$$DPV = \sum_{i=1}^n \frac{|V_n - V_i|}{n}$$

$$MDV = \max |V_n - V_i| \leq 0,1$$

Paso 6: Formación de la Matriz Jacobiana

$$x = \begin{bmatrix} \delta \\ U \end{bmatrix}$$

$$f(x) = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_g - P_d \\ Q_g - Q_d \end{bmatrix}$$

$$\Delta P_i = \sum_i (U_i * U_j * Y_{ij} * \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij})) - P_i$$

$$\Delta Q_i = \sum_i (U_i * U_j * Y_{ij} * \text{sen}(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij})) - Q_i$$

Paso 5: Matriz de derivadas parciales de la ecuación siguiente

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial \delta} & U * \frac{\partial \Delta P}{\partial U} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial \delta} & U * \frac{\partial \Delta Q}{\partial U} \end{bmatrix}^{(k)} * \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta U \end{bmatrix}^{(k+1)} = - \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^{(k)}$$

Paso 7: La matriz jacobina del sistema cuando el sistema tiene n barras.

$$\begin{bmatrix} \delta \\ U \end{bmatrix}^{(k+1)} = \begin{bmatrix} \delta \\ U \end{bmatrix}^{(k)} + \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta U \end{bmatrix}^{(k)}$$

Paso 8: El método finaliza cuando el módulo de error de la potencia activa y reactiva en la siguiente iteración es menor a una tolerancia para todas las barras.

$$|\Delta P_i^k| \leq \varepsilon = 0.001 \text{ y } |\Delta Q_i^k| \leq \varepsilon = 0.001.$$

Paso 4: Resultados

Se realiza los cálculos de los voltajes en cada barra, los ángulos, las potencias activas, reactivas y las pérdidas totales del sistema.

Paso 9: Fin

3.2 Pseudocódigo PSO

El método de Optimización de Enjambre de Partículas es una meta heurística de tipo poblacional, esto quiere decir que gerencia una heurística para iniciar de un óptimo local y llegar a un óptimo global.

El algoritmo consta de una posición específica en los ejes (S_x, S_y) con una velocidad que con cada iteración actualiza las posiciones de las partículas (V_x, V_y). Con cada posición generada de las partículas se integra a una función objetivo un valor, la cual al optimizar la función objetivo se evalúa por el análisis de las distintas posiciones de las partículas que conforman el enjambre. [44], Al actualizar la posición con cada iteración mejora la función objetivo por el aprendizaje individual ($pbest$), mejor posición de la partícula, o también por el aprendizaje generado por el enjambre ($gbest$), mejor posición de una partícula, a comparación de las mejores

posiciones de todas las partículas como se indica en la ecuación (4) y (5) [38].

Este a la vez explora el espacio de soluciones y encuentra soluciones de buena calidad, encontrando así el óptimo del problema.

$$v_i^{k+1} = C \left(w * v_i^k + c_1 r_1 * (pbest_i - s_i^k) + c_2 r_2 * (gbest_i - s_i^k) \right) \quad (4)$$

$$s_i^{k+1} = s_i^k + v_i^{k+1} \quad (5)$$

Dónde:

v_i^{k+1} : Velocidad de la partícula i modificada (iteración k+1).

v_i^k : Velocidad de la partícula i (iteración k)

w: Constante de Inercia

C: Factor de constricción

c_j : Coeficiente de aceleración

r_j : Coeficiente aleatorios entre 0 y 1

$pbest_i$: Mejor posición de la partícula i

s_i^k : Posición de la partícula i (iteración k).

$gbest_i$: Mejor posición global de la partícula.

s_i^{k+1} : Posición de la partícula i modificada (iteración k+1).

Para la constante de inercia y el factor de construcción se utiliza las siguientes ecuaciones (6) y (7) que se muestran a continuación.

$$w = w_{max} - \frac{w_{max} - w_{min}}{iter_{max}} * iter \quad (6)$$

$$C = \frac{2}{2 - \varphi - \sqrt{\varphi^2 - 4\varphi}}, c_1 + c_2 \quad (7)$$

$$= \varphi > 4$$

Dónde:

w_{max} : Inercia inicial

w_{min} : Inercia final
 $iter_{max}$: Máximo número de iteraciones.
 $iter$: Número de iteración actual

Para la ejecución de Algoritmo es necesario los resultados del flujo de potencia efectuado anteriormente con sus respectivos datos. Se puede apreciar el pseudocódigo de algoritmo enjambre de partículas PSO.

Pseudocódigo Algoritmo Enjambre de Partículas PSO

Paso 1: Inicio

Paso 2: Asignación de Valores

Asignar valores de líneas, potencias, número de interacciones y número de partículas.

Paso 3: Ejecución del Flujo de Potencia por Newton Raphson

Paso 4: Cálculo de los parámetros siguiente

$$\Delta P_i TL = \sum_{i=1}^n I_i^2 * R_i$$

$$DPV = \sum_{i=1}^n \frac{|V_n - V_i|}{n}$$

$$MDV = \max |V_n - V_i| \leq 0,1$$

$$FP = \cos(\tan^{-1} \frac{Q}{P})$$

Paso 5: Inicializar la partícula con una velocidad y posición aleatoria

Paso 6: Análisis de la FO en cada partícula

$$CTB_c = \sum_{i=1}^n Kp * P_{LOSS} * T + Kl * Q_c + Ko * Q_c$$

Paso 7: Actualizar el gbest y pbest.

Paso 8: Seleccionar la mejor posición personal en pbest y la mejor posición personal en gbest.

Paso 9: Calcular la velocidad de la partícula.

$$v_i^{k+1} = C (w * v_i^k + c_1 r_1 * (pbest_i - s_i^k) + c_2 r_2 * (gbest_i - s_i^k))$$

Paso 10: Calcular la posición de la partícula.

$$s_i^{k+1} = s_i^k + v_i^{k+1}$$

Paso 11: Evaluar el resultado mejor en la FO.

Paso 12: Restricciones de flujo de potencia

$$[V_{min}] \leq V_i \leq [V_{max}]$$

$$[Q_{min}] \leq Q_i \leq [Q_{max}]$$

$$[Fp_{min}] \leq Fp_i \leq [Fp_{max}]$$

Paso 13: Ejecutar en el flujo de potencia Newton Raphson

Paso 14: Resultados

Se presentará los resultados óptimos de cada barra correspondiente a su ubicación y dimensionamiento de los bancos condensadores.

Paso 15: Fin

3.3 Caso de estudio

Como caso de estudio realizaremos nuestro análisis en una micro-red eléctrica de distribución mallada de 5 barras, que podemos observar en la Figura 4 [49].

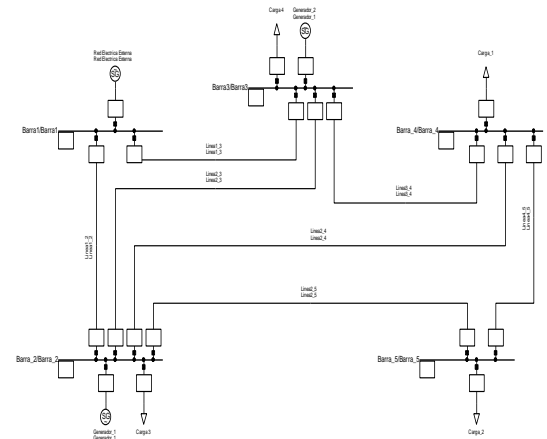


Figura 4. Diagrama unifilar de una micro-red de distribución.

El objetivo es implementar bancos de capacitores minimizando costos de los mismos por ubicaciones no óptimas, teniendo en cuenta las pérdidas y variaciones de voltajes. Ya que las caídas de tensión son un problema de compensación de potencia reactiva.

El circuito propuesto consta de los siguientes datos; opera con un nivel de tensión base de 20 kV, y una potencia aparente base de 100 MVA. En el circuito se obtiene los datos de las líneas de media tensión, y se representa

mediante el circuito serie, ya que el efecto capacitivo se desprecia. La resistencia por fase del conductor se representa (R), la reactancia inductiva en la línea se representa (X), y admitancias fase neutro de la línea se representa (B).

Las líneas (1-2, 1-3, 2-3), son líneas aéreas siendo menor de 80km son líneas cortas y se desprecia la capacitancia, el resto de líneas son consideradas como subterráneas por lo que aun siendo cortas la capacitancia si influye por lo que se tomara en cuenta, los parámetros de las líneas se muestran en la Tabla 3 [49].

Tabla 3: Parámetros de las líneas de la micro-red.

Líneas	Barra inicial	Barra final	Longitud (km)	R(p.u)	X(p.u)	B(p.u)
1	1	2	20	0.07	0.109	0
2	1	3	20	0.07	0.109	0
3	2	3	30	0.07	0.109	0
4	2	4	35	0.04	0.109	0.02
5	2	5	35	0.04	0.109	0.015
6	3	4	20	0.04	0.109	0.01
7	4	5	3	0.04	0.109	0.025

La frecuencia tiene un valor de 60Hz. Se consideran 3 generadores, en el bus 1 (Slack), el cual se encuentra conectada a la red (PCC), y dos generadores no controlables de carácter renovable, en el bus 2 un parque eólico, y el bus 3 un parque de generación fotovoltaica, las barras de generación son representadas como barras de generación PQ. También fue considerado 4 cargas estáticas, las dos cargas que se encuentran en el bus 3 y bus 5, estas simulan un área residencial el cual tiene la capacidad de desconectarse en caso de que el sistema lo requiera para alcanzar límites de operación, y otras dos industriales que

se encuentran en el bus 2 y bus 4 que simula una carga crítica la cual jamás podrá desconectarse. Los parámetros de generación y carga se muestran posteriormente en la Tabla 4 [49].

Tabla 4: Parámetros de generación y carga

Barras	P gen [p.u.]	Q gen [p.u.]	P load [p.u.]	Q load [p.u.]
Bus 1	0	0	0	0
Bus 2	0.2	0	0.45	0.657
Bus 3	0	0	0.23	0.0756
Bus 4	0	0	0.2	0.657
Bus 5	0	0	0.23	0.0756

3.4 Función objetivo a minimizar

Nos enfocaremos principalmente en la estabilidad de tensión, de acuerdo con los parámetros establecidos con los rangos de tensión permitidos, además estableceremos una función objetivo que tiene como función minimizar los costos de los equipos en este caso bancos de capacitores instalados adecuadamente en lugares estratégicos.

Por lo tanto, se plantea la siguiente ecuación como FO en la siguiente ecuación (8):

$$FO: \min CTB_c = \sum_{i=1}^n Kp * P_{LOSS} * T + Kl * Q_c + Ko * Q_c \quad (8)$$

Dónde:

CTB_c : Costo Total de bancos de capacitores (\$).

Kp : Costo por (\$/kWh).

T : Tiempo en horas (h)

P_{LOSS} : Pérdida total de potencia activa del sistema (kW)

Q_c : Potencia reactiva del capacitor (kVar).

Kl : Costo de instalación (\$/kVar).

Ko : Costo de operación (\$/kVar).

n : número de barras.

Las variables que se encuentran en la función objetivo son el costo por kVar, Kp que se establece en 0.06 \$/kWh, [50], y es multiplicado a las pérdidas totales de potencia activa del sistema P_{LOSS} , que se obtiene de la ejecución del flujo de potencia en KW, y por el tiempo en 8760 horas T , sumado el producto del costo de instalación Kl , 25 \$/kVar [50], y costos de operación Ko , 4.9 \$/kVar [51], con la potencia reactiva inyectada del capacitor, Q_c en kVar, este valor se obtiene de la optimización por el método propuesto.

3.4.1 Restricciones

3.4.1.1 Pérdidas de cada línea

$$\Delta P_{iTL} = \sum_{i=1}^n I_i^2 * R_i \quad (9)$$

Dónde:

ΔP_{iTL} , es la magnitud de las pérdidas totales de potencias en las líneas, I_i^2 la corriente que pasa en las líneas y las R_i , resistencias de las líneas, como se plantea en la ecuación (9), [9].

3.4.1.2 Perfiles de tensión

$$[V_{min}] \leq V_i \leq [V_{max}] \quad (10)$$

Dónde:

V_{min} , se establece con un valor mínimo de 0.90 p.u. y V_{max} , y a su vez un valor máximo de 1.1 p.u., estas magnitudes son los límites de tensión del sistema, y V_i es la magnitud del voltaje en cada barra, establecida en la ecuación (10), [50].

3.4.1.3 Límites de potencia reactiva

$$[Q_{cmin}] \leq Q_{c_i} \leq [Q_{cmax}] \quad (11)$$

Dónde:

Q_{cmin} , es el límite inferior compensado en cada barra candidata 50 (MVar), Q_{c_i} , es la cantidad de potencia reactiva de los capacitores instalados en cada barra, Q_{cmax} , es el límite máximo de potencia reactiva que va inyectar a cada barra candidata, vamos a establecer como un balance de potencia reactiva, sumando todas las cargas reactivas más las pérdidas de las líneas, es igual a 35180 (MVar), como se indica en la ecuación (11), esto se presenta, como un valor discreto que va en pasos de 50 (MVar), por tratarse de un sistema pequeño [40].

3.4.1.4 Límites de factor de potencia

$$[Fp_{min}] \leq Fp_i \leq [Fp_{max}] \quad (12)$$

Dónde:

Fp_{min} , es el valor mínimo permisible del factor de potencia que es de (0.9 p.u.) y Fp_{max} , es el límite superior permisible del factor de potencia que se encuentra en (1 p.u.), Fp_i , es el límite de factor de potencia de cada barra, como se muestra en la ecuación (12), [40].

3.4.1.5 Desviación promedio de voltaje

$$DPV = \sum_{i=1}^n \frac{|V_n - V_i|}{n} \quad (13)$$

Dónde:

V_n es el voltaje nominal que estar representado (1 p.u.), entre la diferencia de V_i , que es el voltaje que se encuentra en cada barra, y se divide para el número de barras n , obteniendo la desviación promedio de voltaje del sistema DPV , utilizando la ecuación (13).

3.4.1.6 Máxima desviación de voltaje

$$MDV = \max |V_n - V_i| \leq 0.1 \quad (14)$$

Dónde:

$\max|V_n - V_i|$ la máxima desviación no debe sobrepasar (0.1), esta restricción nos ayuda a fijar un límite máximo desviación de voltaje **MDV** de operación a nuestro sistema y se obtiene por medio de la siguiente ecuación (14), [44].

3.5 Comparación de resultados entre Matlab, DIgSILENT y Power World Simulator

En la siguiente Tabla 5 podemos observar los resultados realizados en los distintos programas de simulación de flujo de potencia, realizando una comparando de resultados de voltajes.

Tabla 5: Resultados comparativos de los programas.

Barras	Matlab	DIgSILENT	Power World Simulator
Bus 1	1	1	1
Bus 2	0.9626	0.9619	0.9626
Bus 3	0.9625	0.9616	0.9625
Bus 4	0.9540	0.9539	0.9540
Bus 5	0.9501	0.9489	0.9501

4. Análisis y Resultados

Representado un sistema de una micro-red de distribución mallada de 5 barras, se analiza el comportamiento de los perfiles de voltaje, los niveles de pérdidas en las líneas, desviación de voltaje, máxima desviación de voltaje y factor de potencia, ubicando y dimensionando óptimamente banco de capacitores.

Se muestra que el algoritmo realiza un análisis nodal dando como resultado la mejor ubicación y dimensionamiento óptimo de bancos de capacitores, se realizó un análisis de las iteraciones y partículas con diferentes números, concluyendo que el número establecido de iteraciones y partículas son suficiente para llegar a una posible

solución óptima, para la ejecución del mismo se ejecutó con un número de iteraciones de 50, y para una búsqueda más exhaustiva el número de partículas es de 100.

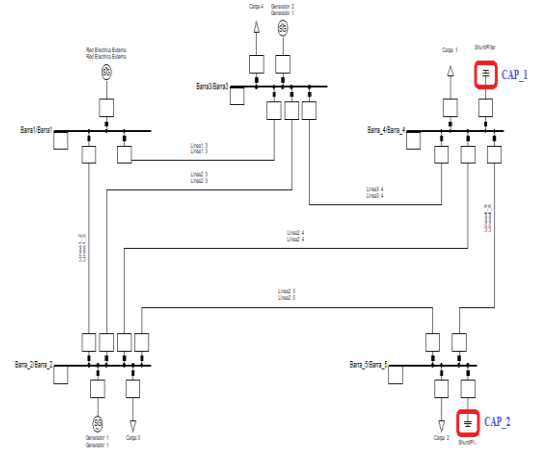


Figura 5. Sistema de una micro-red de distribución compensada.

Con los parámetros especificados y calculados se puede apreciar la ubicación óptima en las barras 4 y 5, con una capacidad óptima de 5.7 (MVar) y 8.6 (MVar) respectivamente, como se observa en la Figura (5), que representan las barras más alejados de la red externa y con cargas considerables, en la cual fueron instalados los bancos de capacitores, realizando una adecuada compensación.

4.1 Análisis económico

Para este tipo de análisis, nos enfocaremos en los costos totales de los bancos de capacitores resaltando, los costos de operación y mantenimiento integrados en el cálculo.

En la Figura (6) se puede observar el número de iteraciones que el algoritmo realiza para llegar a un costo óptimo en este caso sería \$ 429417.507 dólares por dos equipos instalados, con un tiempo de procesamiento del algoritmo de 8.5670 segundos.

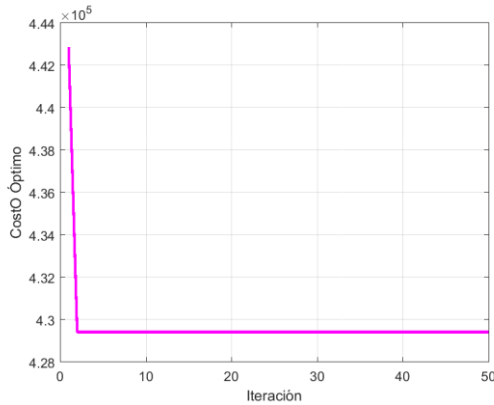


Figura 6. Diagrama del costo óptimo en función del número de iteraciones.

4.2 Análisis de potencia activa y reactiva del sistema

Al inyectar potencia reactiva por medio de los equipos de compensación, como son los bancos de capacitores se puede apreciar en la Tabla 6, las pérdidas en cada línea, antes de la compensación y después, llegando a una conclusión notable de una reducción de las pérdidas en cada línea con excepción de la línea 4, que podemos observar un mínimo incremento en sus pérdidas, llegando a un promedio total de 0.1514 (MVar) optimizado.

Tabla 6: Pérdidas de potencia reactiva en (MVar)

Líneas	Barra Inicial	Barra Final	Sin Capacitores	Con Capacitores	Diferencia
1	1	2	3.3164	2.7320	0.5844
2	1	3	2.6306	2.2490	0.3816
3	2	3	0.0411	0.0257	0.0154
4	2	4	0.1320	0.1352	-0.0032
5	2	5	0.3600	0.3379	0.0221
6	3	4	0.3476	0.2975	0.0501
7	4	5	0.0562	0.0471	0.0091

En la Figura (7), se puede apreciar que las barras de color rojo representan las pérdidas en las líneas del caso base sin compensación, del mismo modo las líneas se encuentran alrededor de un total de pérdidas de 6.8839 (MVar), se puede también observar las barras de color negro, estas representan las

pérdidas de cada línea con compensación de reactivos, notando que las más críticas son las líneas 1 y 2, realizando una reducción de un 0.5844 (MVar) y 0.3816 (MVar) respectivamente, y las pérdidas totales se encuentran alrededor de 5.8244 (MVar), notando una reducción de 1.0595 (MVar).

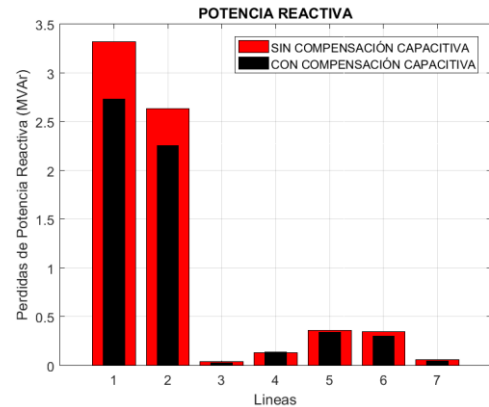


Figura 7. Pérdidas de potencia reactiva en las líneas.

Al ubicar bancos de capacitores y dimensionar de forma óptima, efectivamente vamos a obtener una mejoría en las pérdidas de potencia activa en cada línea, como se puede apreciar en la Tabla 7, se obtuvo una reducción entre el caso base y el sistema ya compensado, cabe recalcar que en la barra 4 se puede observar un pequeño incremento de las pérdidas en esa línea casi imperceptible, teniendo un promedio total en pérdidas de compensación de 0.0942 (MW).

Tabla 7: Pérdidas de potencia activa en (MW).

Líneas	Barra Inicial	Barra Final	Sin Capacitores	Con Capacitores	Diferencia
1	1	2	2.1298	1.7530	0.3768
2	1	3	1.6894	1.4449	0.2445
3	2	3	0.0264	0.0168	0.0096
4	2	4	0.0485	0.0490	-0.0005
5	2	5	0.1321	0.3379	0.0072
6	3	4	0.1276	0.2975	0.0185
7	4	5	0.0206	0.0471	0.0032

En la Figura (8), se puede apreciar las barras de color azul, nos indican las pérdidas de potencia activa totales que se encuentran alrededor de 4.1744 (MW), estas representan las del caso base, sin compensación, y las barras de color blanco nos indican las pérdidas de potencia activa en cada línea, compensados con banco de capacitores, su valor se redujo a 3.5151 (MW), notando una reducción de 0.6593 (MW).

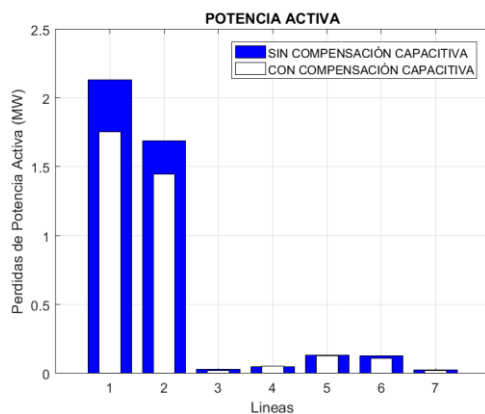


Figura 8. Pérdidas de potencia activa en las líneas.

4.3 Análisis perfiles de voltaje

A continuación, se analizó los perfiles de voltajes de nuestro sistema, estableciendo un escenario, el cual no se han inyectado compensación de ningún tipo, y posteriormente un escenario compensado, donde se puede apreciar de tal forma, una mejoría en cada barra, indicada en la Tabla 8, de la misma manera un aumento del 6 % del perfil de tensión total del sistema.

Tabla 8: Perfiles de voltaje en (p.u.)

Barras	Sin Capacitores	Con Capacitores
Bar 1	1.0000	1.0000
Bar 2	0.9479	0.9596
Bar 3	0.9525	0.9618
Bar 4	0.9410	0.9569
Bar 5	0.9360	0.9537

En la Figura (9), se puede observar la línea de color rojo, la cual nos indica los voltajes de cada barra del caso base que se encuentra sin capacitores, y en la parte

superior se aprecia una línea de color azul, que nos va indicar el aumento de voltaje por la ubicación y dimensionamiento óptimo de bancos de capacitores.

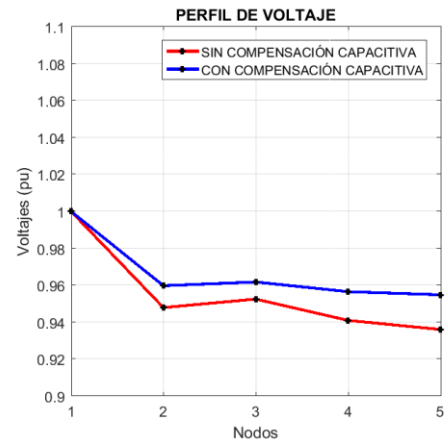


Figura 9. Diagrama de perfil de voltaje en cada barra.

4.4 Análisis del factor de potencia

El factor de potencia brinda una mayor confiabilidad y eficiencia a nuestro sistema, por este motivo los niveles de factor de potencias mínimo permisible en un sistema de distribución es de 0.9, si se disminuyen de este valor es necesario una solución óptima, como lo planteamos en el presente artículo.

A continuación, se determina un análisis exhaustivo del factor de potencia, en la Tabla 9 se indica los valores en cada barra sin compensación y con compensación, con una excepción notable de la barra 2, de un decremento en factor de potencia de 0.0096, de la misma manera en la barra 3 no existen cambios, posteriormente en las otras barras, se aprecia una mejoría en cada barra favorable al sistema.

Tabla 9: Factor de potencia con y sin capacitores.

Barras	FP sin capacitores	FP con capacitores
Bus 1	0.9606	0.9901
Bus 2	0.9768	0.9672
Bus 3	0.9498	0.9498
Bus 4	0.9501	0.9991
Bus 5	0.9498	0.9990

Se puede apreciar en la Figura (10), la línea de color azul representa en factor de potencia sin compensación de reactivos, de la misma manera se observa la línea de color rojo, que determina una mejoría del 13% del factor de potencia, al colocar los bancos de capacitores por el motivo de inyectar potencia reactiva a nodo candidato mejorando el sistema.

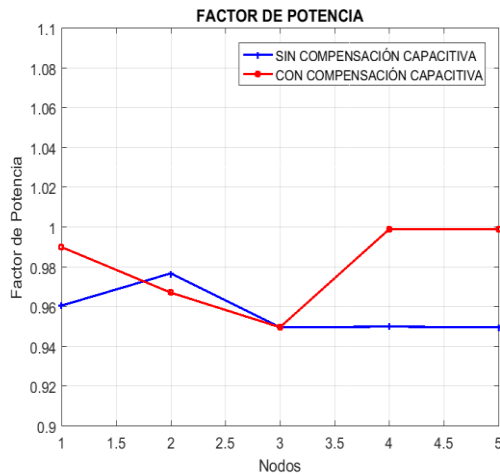


Figura 10. Factor de potencia de cada barra compensado vs sin compensar.

4.5 Análisis desviación de voltaje

La máxima desviación de voltaje en las barras representa un valor máximo de voltaje permisible como se muestra en la Figura (11), la línea de color rojo nos indica la (MDV) máxima desviación de voltaje que se encuentra 0.0616, y con línea azul nos indica una reducción de este factor, con la instalación de los bancos de capacitores este valor se reduce en 0.0480.

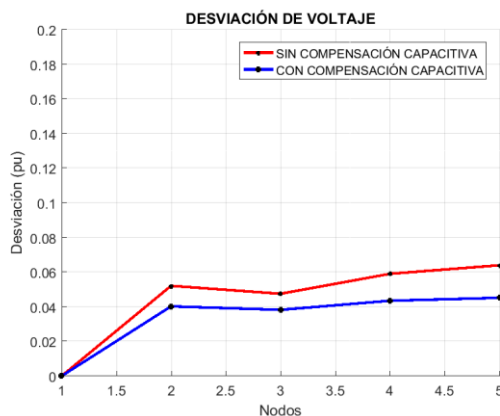


Figura 11. Desviación de voltaje en cada barra.

El análisis de la (DPV) desviación promedio de voltaje su valor es 0.0427 sin compensación y con compensación esta alrededor de 0.0345. En la Tabla 10 se observa los valores de la desviación de perfil de voltaje en cada barra, observando una reducción de la desviación de perfil de voltaje.

Tabla 10: Desviación de voltaje en cada barra (p.u.)

Barras	Sin Capacitores	Con Capacitores
Bar 1	0	0
Bar 2	0.0521	0.0404
Bar 3	0.0475	0.0382
Bar 4	0.0590	0.0431
Bar 5	0.0640	0.0463

5. Conclusiones

Este artículo se propone la implementación de un algoritmo PSO para solucionar la ubicación y dimensionamiento óptimo de bancos de capacitores en un sistema de una micro-red mallada, cumpliendo con un criterio de restricción de mínimo costo posible. Los resultados obtenidos nos permiten concluir la adecuada ubicación y dimensionamiento óptimo de los bancos de condensadores inyectando potencia reactiva a la red, reduciendo las pérdidas totales en comparación al caso base sin compensación capacitiva, resaltando una mejoría en los perfiles de voltaje, minimizando las pérdidas en las líneas, minimizando las pérdidas totales del sistema, mejorando el factor de potencia, disminuyendo la desviación

máxima de voltaje y desviación promedio de voltaje.

Los distintos métodos de solución (métodos heurísticos, métodos analíticos, inteligencia artificial) son métodos estocásticos, sin embargo, son efectivos en cuanto a tiempo de ejecución del algoritmo, pero no llegan necesariamente a un óptimo global, concluyendo que el método propuesto optimización por enjambre de partículas PSO presento resultados satisfactorios en el análisis al sistema planteado.

6. Trabajos Futuros

Se recomienda, para trabajos futuros un análisis conjunto, para una óptima ubicación y dimensionamiento de generación distribuida (DG), de esta manera, complementar la investigación, inyectado compensación de potencia activa al sistema. Sin embargo, va depender de su curva de capacidad y del tipo de generación que se instalen, por este motivo, se puede plantear como segundo trabajo futuro una investigación de estos tipos de generación renovable y su aporte al sistema.

7. Referencias

- [1] J. and S. Z. Xi, "Technical and Economic Assessment of the Implementation of Measures for Reducing Energy Losses in Distribution Systems," *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.*, vol. 73, no. 1, p. 12018, 2017.
- [2] A. A. Z. Diab, V. N. Tulskey, and M. A. Tolba, "Optimal shunt capacitors sittings and sizing in radial distribution systems using a novel hybrid optimization algorithm," *2016 18th Int. Middle-East Power Syst. Conf. MEPCON 2016 - Proc.*, 2017.
- [3] 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.
- [4] 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.
- [5] M. F. AlHajri, M. R. AlRashidi, and M. E. El-Hawary, "A novel discrete particle swarm optimization algorithm for optimal capacitor placement and sizing," *Electr. Comput. Eng. 2007. CCECE 2007. Can. Conf.*, pp. 1286–1289, 2007.
- [6] H. Wang, H. Jiang, K. Xu, and G. Li, "Reactive power optimization of power system based on improved particle swarm optimization," *2011 4th Int. Conf. Electr. Util. Deregul. Restruct. Power Technol.*, no. June, pp. 606–609, 2011.
- [7] L. Ortiz-Matos, A. Aguila-Tellez, R. C. Hincapié-Reyes, and J. W. González-Sánchez, "Multi-Criteria Optimization of the Deployment of a Grid for Rural Electrification Based on a Heuristic Method," *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.*, vol. 73, no. 1, 2017.
- [8] D. Torres Riascos, E. Inga Ortega, and A. Aguila Tellez, "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.
- [9] A. A. Tellez, D. F. C. Galarza, and L. O. Matos, “Analysis of power losses in the asymmetric construction of electric distribution systems,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 7, pp. 2190–2194, 2015.
- [10] M. H. Tushar and C. Assi, “Volt-VAR Control through Joint Optimization of Capacitor Bank Switching, Renewable Energy, and Home Appliances,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3053, no. c, pp. 1–1, 2017.
- [11] F. Castillo, A. Aguila, and J. González, “Analysis of Stability of Tension and Losses of Electric Power in Distribution Networks with Distributed Generation,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 11, pp. 4491–4498, 2016.
- [12] 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.
- [13] R. Mahanty and P. Gupta, “Application of RBF neural network to fault classification and location in transmission lines,” *IEE Proceedings-Generation, Transm. ...*, vol. 151, no. 3, pp. 201–212, 2004.
- [14] M. Ayoubi, R. Hooshmand, and M. Torabian Esfahani, “Optimal capacitor placement in distorted distribution systems considering resonance constraint using multi-swarm particle swarm optimisation algorithm,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, pp. 1–12, 2017.
- [15] M. Mosbah, R. D. Mohammadi, S. Arif, and A. Hellal, “Optimal of shunt capacitor placement and size in Algerian distribution network using particle swarm optimization,” *Proc. 2016 8th Int. Conf. Model. Identif. Control. ICMIC 2016*, pp. 192–197, 2017.
- [16] S. Chen, “Optimal Capacitor Placement in a Distribution Network with Wind Generators by Improved Hybrid Particle Swarm Optimization Method,” no. 1, pp. 217–221, 2016.
- [17] A. Moussavou, “Microgrid energy management system control strategy,” *Ind. Commer. ...*, pp. 1–8, 2015.
- [18] V. Villa and A. Águila, “Óptima Gestión Y Regulación De Voltaje En Microredes De Distribución Con Generación Distribuida Y Almacenamiento De Energía,” 2017.
- [19] Y. Zhou and C. Ngai-Man Ho, “A review on Microgrid architectures and control methods,” *2016 IEEE 8th Int. Power Electron. Motion Control Conf. IPEMC-ECCE Asia 2016*, pp. 3149–3156, 2016.
- [20] J. Rojas and A. Águila, “Óptima compensación de la potencia reactiva en redes de distribución eléctrica basado en simulated annealing,” 2017.
- [21] X. Jin, Y. Hao, and Z. Wen, “Coordinated voltage optimal control between active distribution network and microgrids considering the integration of PVs,” *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, vol. 2016–Decem, no. 3, pp. 2122–2126, 2016.
- [22] M. Farasat, S. Mehraeen, A. Arabali, and A. Trzynadlowski,

- “GA-based optimal power flow for microgrids with DC distribution network,” *2015 IEEE Energy Convers. Congr. Expo.*, pp. 3372–3379, 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] R. Perez *et al.*, “Fault Diagnosis on Electrical Distribution Systems Based on Fuzzy Logic BT - Advances in Swarm Intelligence,” 2018, pp. 174–185.
- [25] C. Bustos, D. Watts, and H. Ren, “MicroGrid operation and design optimization with synthetic wins and solar resources,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 10, no. 2, pp. 1550–1562, 2012.
- [26] Z. Wang, Y. Chen, S. Mei, S. Huang, and Y. Xu, “Optimal expansion planning of isolated microgrid with renewable energy resources and controllable loads,” *IET Renew. Power Gener.*, vol. 11, no. 7, pp. 931–940, 2017.
- [27] S. N. Chaphekar, P. R. Karad, and A. A. Dharme, “Optimal power flow for power management in Microgrid,” *2016 IEEE 1st Int. Conf. Power Electron. Intell. Control Energy Syst.*, pp. 1–5, 2016.
- [28] P. Thota and M. Venkata Kirthiga, “Optimal siting & sizing of distributed generators in micro-grids,” *2012 Annu. IEEE India Conf. INDICON 2012*, pp. 730–735, 2012.
- [29] E. M. García Torres, A. Águila, I. Isaac, J. W. González, and G. López, “Analysis of Voltage Profile to determine Energy Demand using Monte Carlo algorithms and Markov Chains (MCMC),” *Power Eng. Conf. (UPEC), 2016 51st Int. Univ.*, no. Mcmc, pp. 1–6, 2016.
- [30] S. Parhizi, H. Lotfi, A. Khodaei, and S. Bahramirad, “State of the art in research on microgrids: A review,” *IEEE Access*, vol. 3, pp. 890–925, 2015.
- [31] C. D. Korkas, S. Baldi, I. Michailidis, and E. B. Kosmatopoulos, “Multi-objective control strategy for energy management of grid-connected heterogeneous microgrids,” *Proc. Am. Control Conf.*, vol. 2015–July, pp. 5515–5520, 2015.
- [32] W. Shi, X. Xie, C. C. Chu, and R. Gadh, “Distributed Optimal Energy Management in Microgrids,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 3, pp. 1137–1146, 2015.
- [33] C. D. Korkas, S. Baldi, I. Michailidis, Y. Boutalis, and E. B. Kosmatopoulos, “A supervisory approach to microgrid demand response and climate control,” *24th Mediterr. Conf. Control Autom. MED 2016*, pp. 1140–1145, 2016.
- [34] M. Din *et al.*, “Modelación Dinámica de la Oferta-Demanda de una Micro-Red Eléctrica,” 2014.
- [35] T. Ackermann and V. Knyazkin, “Interaction between distributed generation and the distribution network: operation aspects,” *IEEE/PES Transm. Distrib. Conf. Exhib.*, vol. 2, no. 40, pp. 12–15, 2002.
- [36] H. Wang, “Microgrid generation planning considering renewable energy target,” *PECON 2016 - 2016 IEEE 6th Int. Conf. Power Energy, Conf. Proceeding*, pp. 356–360, 2017.
- [37] M. Dumitrescu, “Micro-

- Networks Technical Approaches AC versus DC Supply - Consumers Testing,” 2017.
- [38] O. Ivanov, B. C. Neagu, and M. Gavrilas, “A parallel PSO approach for optimal capacitor placement in electricity distribution networks,” *Proc. - 2017 Int. Conf. Mod. Power Syst. MPS 2017*, no. Mps, pp. 1–5, 2017.
- [39] M. Viracocha and A. Águila, “Óptimo dimensionamiento y ubicación de bancos de capacitores en redes de distribución usando algoritmo de colonia de hormigas,” 2018.
- [40] B. M. Dehkordi, M. Moallem, S. . Rezazadeh, O. Amanifar, and M. Keivanfard, “Optimal Capacitor Placement and Sizing in TABRIZ Distribution System Using Loss Sensitivity Factors and Particle Swarm Optimization (PSO),” *Proc. 17th Conf. Electr. Power Distrib. Networks*, no. 2, pp. 1–6, 2012.
- [41] N. Fernández and W. Figueredo, “Ubicación óptima de bancos de capacitores en redes de distribución,” 2007.
- [42] Mohamed A. Tolba; Vladimir N. Tulsy; Artem S. Vanin; Ahmed A. Zaki Diab, “Comprehensive analysis of optimal allocation of capacitor banks in various distribution networks using different hybrid optimization algorithms,” *IEEE, 2017 IEEE Int. Conf. Environ. Electr. Eng. 2017 IEEE Ind. Commer. Power Syst. Eur. (EEEIC / I&CPS Eur.)*, 2017.
- [43] F. Clavijo and A. Aguilá, “Análisis de factibilidad para la compensación de reactivo en función del mínimo de pérdidas en redes de distribución,” 2015.
- [44] G. Flores and J. Játiva, “Ubicación y Dimensionamiento Óptimo de Compensación Reactiva Utilizando Optimización por Enjambre de Partículas (PSO),” 2016.
- [45] G. Devriese, F. Shariatzadeh, and A. K. Srivastava, “Volt / VAr Optimization with Energy Savings for Distribution System Using Intelligent Control,” 2013.
- [46] R. W. Uluski, “VVC in the smart grid era,” *IEEE PES Gen. Meet. PES 2010*, pp. 1–7, 2010.
- [47] S. Singh and S. P. Singh, “A smart volt-var optimization engine for energy distribution system,” *Int. Conf. Emerg. Trends Electr. Electron. Sustain. Energy Syst. ICETEESES 2016*, pp. 35–41, 2016.
- [48] S. Rahimi, M. Marinelli, and F. Silvestro, “Evaluation of requirements for Volt/Var control and optimization function in distribution management systems,” *2012 IEEE Int. Energy Conf. Exhib. ENERGYCON 2012*, pp. 331–336, 2012.
- [49] C. Carpio, J. Garcia, and M. Miguel, “Gestión de potencia en micro redes con generación renovable,” 2014.
- [50] E. S. Ali, S. M. Abd Elazim, and A. Y. Abdelaziz, “Improved Harmony Algorithm for optimal locations and sizing of capacitors in radial distribution systems,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 79, pp. 275–284, 2016.
- [51] S. Raúl and R. Rodríguez, “Estado del arte en la ubicación óptima de capacitores y estudio de optimización de la solución mediante búsqueda exhaustiva,”

pp. 71–80, 2008.

7.1. Estado del Arte

Optima ubicación y dimensionamiento de bancos de capacitores usando compensación VOLT-VAR en micro-redes eléctricas																																				
ITEM	DATOS			TEMÁTICA					FORMULACIÓN DEL PROBLEMA DEL FUNCIONES OBJETIVO					RESTRICCIONES DEL PROBLEMA					PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA													
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	UBICACIÓN DE BANCOS DE CAPACITADORES	COMPENSACIÓN DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	CONFIABILIDAD DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN	ENFOQUE DE OPTIMIZACIÓN POR PSO	DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO	ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN LAS REDES ELÉCTRICAS	MAXIMIZACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE	UBICACIÓN ÓPTIMA DE BANCOS DE CAPACITADORES	MINIMIZACIÓN DE COSTOS	OPTIMIZACIÓN DE POTENCIA	AGENCIA DE REGULACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA	OPTIMIZACIÓN POR ENJAMBRE DE CAPACITADORES	COSTO	ESTABILIDAD DE TENSION	CAPACIDAD INSTALADA	PERFIL DE VOLTAJE	PÉRDIDAS TOTALES DE POTENCIA	PERTURBACIÓN DE TENSION	FACTOR DE POTENCIA	ALGORITMOS GENÉTICOS	REDUCCIÓN DE VOLTAJE EN LA RED	DESPECHO ÓPTIMO DE POTENCIA DE LA RED	META-HEURÍSTICAS	BANCO DE CAPACITORES	ALGORITMOS, OPTIMO PSO	OPTIMIZACIÓN DE POTENCIA DE LA RED	UBICACIÓN ÓPTIMA DE BANCO DE CAPACITADORES	CAPACIDAD DE CARGA INSTALADA	ALGORITMOS, ENJAMBRE DE CAPACITADORES	DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE GENERACION DISTRIBUIDA	ALGORITMOS GENÉTICOS	
1	2002	Interaction between distributed generation and the distribution network: operation aspects	102	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
2	2016	Optimal power flow for power management in Microgrid	1	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
3	2015	GA-based optimal power flow for microgrids with DC distribution network	2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
4	2016	A review on Microgrid architectures and control methods	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
5	2016	Coordinated voltage optimal control between active distribution network and microgrids considering the integration of PVs	0	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
6	2017	Optimal expansion planning of isolated microgrid with renewable energy resources and controllable loads	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
7	2015	Microgrid energy management system control strategy	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
8	2012	MicroGrid operation and design optimization with synthetic wins and solar resources	4	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
9	2015	State of the art in research on microgrids: A review	116	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
10	2012	Optimal siting & sizing of distributed generators in micro-grids	2	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
11	2017	Optimal shunt capacitors sittings and sizing in radial distribution systems using a novel hybrid optimization algorithm	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
12	2014	Economic appraisal of optimal location and sizing of capacitors in radial distribution systems using PSO	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
13	2007	A novel discrete particle swarm optimization algorithm for optimal capacitor placement and sizing	5	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
14	2011	Reactive power optimization of power system based on improved particle swarm optimization	6	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

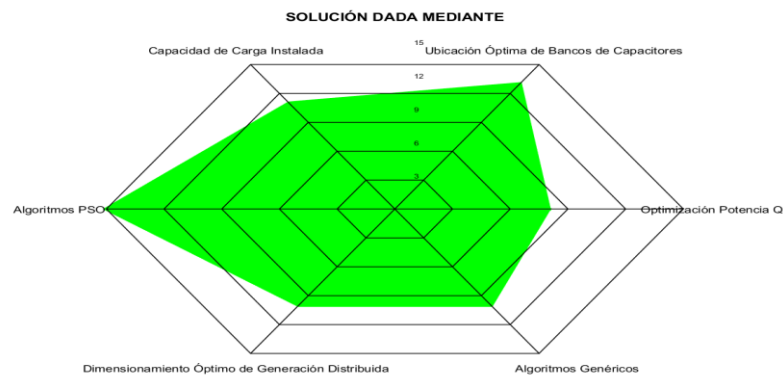
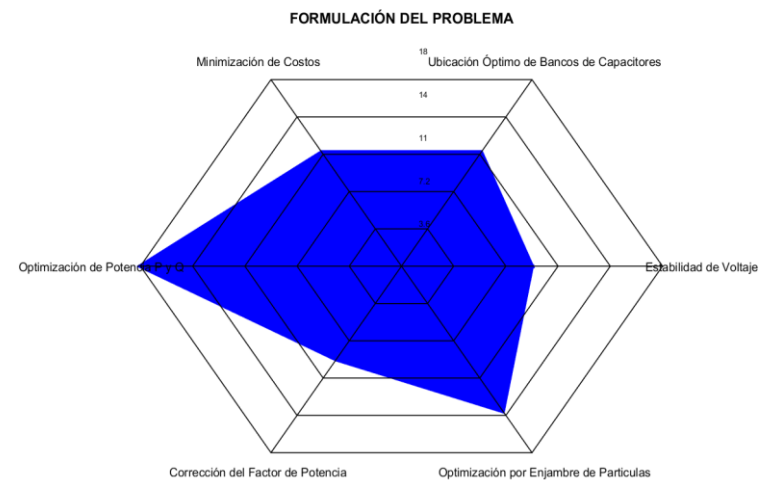
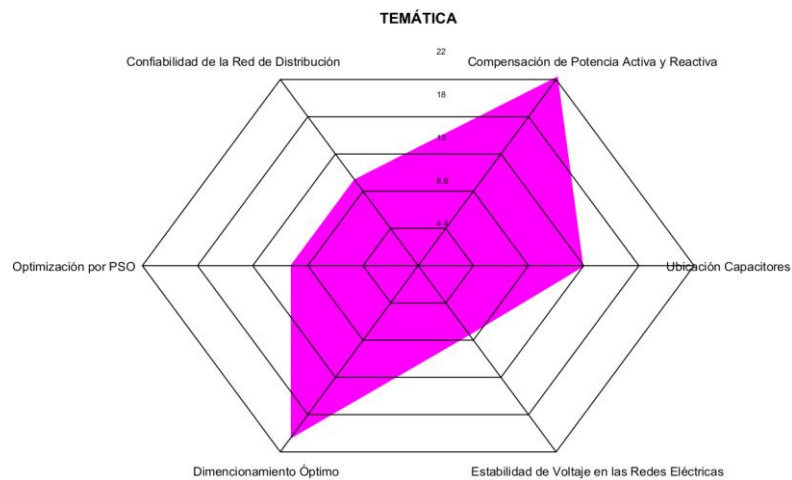


Tabla 12: Resumen e indicadores del Estado del Arte