

Optimum Location and Sizing of Capacitor Banks Using VOLT VAR Compensation in Micro-Grids

G. Gutiérrez, A. Aguila, *Member, IEEE*, D. González, and L. Ortiz, *Member, IEEE*

Abstract—In this work, a mathematical model called optimization by swarm of particles (PSO), was implemented to optimally solve the location and sizing of capacitor banks in a micro-grid of electrical distribution. The proposed method is based on particle swarm optimization (PSO) and the solution will be obtained with dynamic programming, implementing an algorithm that will be developed entirely in MATLAB. The algorithm calculates the optimal solution satisfying the necessary requirements to guarantee the operation of the electrical system. As a case study, a model of a micro-grid which is typically of 5 bars will be used. However, the algorithm was implemented in a general way and it can respond correctly to multi-bar systems. As a final analysis we made a comparison of the system data without compensating and the compensated system data, highlighting an improvement in the voltage profiles, minimization of the losses in the lines, minimization of the total losses of the system, improvement of the power factor, decrement in the maximum voltage deviation and average voltage deviation, complying with a minimum possible cost restriction criterion.

Index Terms—Capacitor bank, Micro-grid, Voltage profiles, Reactive power, Particle swarm optimization.

I. INTRODUCCIÓN

LA demanda de energía en crecimiento causa muchos problemas como caídas de voltaje, pérdidas de potencia en las líneas, inestabilidad del factor de potencia, entre otros factores [1]. Las cargas 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]. Por otro lado la generación total provoca que un porcentaje de la energía generada sea consumida por caídas de voltaje que se generan en la red de distribución, provocando un problema de optimización de carácter técnico y económico [4], [5]. Actualmente los sistemas eléctricos utilizan un control Volt-Var (VVC) para reducir las pérdidas de distribución, minimizando el pico de demanda eléctrica. El propósito del (VVC), es mantener el voltaje aceptable en todos los puntos del sistema de distribución, respondiendo periódicamente a la demanda en tiempo real, ajustando, regulando el voltaje y compensando reactivos [6].

El despliegue de bancos de capacitores se formula como un problema de optimización en los sistemas de distribución que se puede resolver por medio de una óptima ubicación de banco de capacitores, con un criterio de mínimo costos del sistema, cumpliendo con las restricciones del problema [7], [8]. Estos equipos son más utilizados inyectando energía reactiva a la red de distribución para mejorar el perfil de voltaje, reducir pérdidas de energía, aumentar la capacidad en la línea, mejorar la calidad de la potencia y el factor de potencia, liberar la capacidad de la red, demostrar el impacto económico notable [4], [9], [10]. Otro método es la ubicación de generación descentralizada o distribuida (DG), con el que se logra minimizar las pérdidas de potencias activas y reactivas, mejorando notablemente la estabilidad de voltaje y la fiabilidad del sistema [11], [12].

El estudio de la gestión energética en las microrredes eléctricas analiza el flujo de potencia entre los elementos de las microrredes, la energía generada por fuentes renovables y la demanda a abastecer [13]–[15]. Las microrredes para poder conectarse a la red necesitan requisitos de calidad, tales como magnitud de voltaje, frecuencia y ángulo de fase, por lo cual su estructura se considera muy compleja. El controlador central permite controlar la alimentación de potencia activa y reactiva a la red según las necesidades, así de igual manera se tienen controladores para asegurar un voltaje, y una corriente necesaria para la estabilidad de la red [15]–[19]. En [20], se muestra un método para la coordinación de inyección de voltaje entre las microrredes, y la red de distribución por medio de descomposición y coordinación. En [21] se muestra el modelado y minimización de pérdidas en el convertidor electrónico de potencia en las microrredes con corriente directa (DC), empleando un algoritmo genético (GA) y un algoritmo de recocido simulado (SA), ajustando valores de voltaje y potencia de los convertidores de fuentes de voltaje (VSC), a valores óptimos. Las microrredes son beneficiosas para el sistema ya que pueden abastecer su carga, aumentan la confiabilidad del sistema inyectando energía a la red, adoptando independencia de energía ante las fallas e interrupciones que tenga el sistema de distribución [22]–[25]. El algoritmo utilizado en [14] toma los estados actuales de los datos obtenidos de diferentes medidores, minimizando costos de energía para las microrredes. En [26] se presenta la optimización de las microrredes en diseño, mejorando la confiabilidad y operación, así como la minimización de costos de inversión incluyendo cálculos de gases de efecto invernadero (GEI). Los algoritmos genéticos (GA) son empleados también con un modelado para cada elemento de las microrredes y para un óptimo despacho es muy utilizado Generating Set Search Algorithm (GSS). Se ha propuesto además la planificación de tres niveles que incluyen la expansión de la demanda,

G. Gutiérrez, Universidad Politécnica Salesiana, Pichincha, Quito, Ecuador, ggutierrez@est.ups.edu.ec.

A. Aguila, Universidad Politécnica Salesiana, Pichincha, Quito, Ecuador, aaguila@ups.edu.ec.

D. González, Universidad Politécnica Salesiana, Pichincha, Quito, Ecuador, dgonzalezs1@est.ups.edu.ec.

L. Ortiz, Universidad Politécnica Salesiana, Pichincha, Quito, Ecuador, lortizm@ups.edu.ec.

optimización de capacidad y optimización de operación, utilizando un algoritmo de Optimization by Particle Swarm (PSO), adaptado a los tres niveles de planificación [27].

En [28] se adapta un método para un óptimo dimensionamiento de generación distribuida (DG) en una microrred autónoma con el algoritmo de Optimización de Enjambre de Partículas (PSO), considerando un sistema de 33 barras. Las microrredes pueden tener tanto generadores con fuentes de energías renovables, así como generadores convencionales. Las fuentes de energía renovables presentan desventajas debido a fluctuaciones de voltaje y a la dificultad para garantizar su disponibilidad y confiabilidad [17], [22], [23], [26], [29], [30].

El presente trabajo tiene como contribución el desarrollo de un método de ubicación y dimensionamiento óptimo de capacitores en una microrred con sus características de flujos de potencia bidireccionales, aplicable además a sistemas de distribución a lazo cerrado que cuenta con distintos tipos de generación en barras locales. El análisis fue realizado en estado estacionario y considerando un escenario de máxima demanda. Se modeló un algoritmo de Optimización por Enjambre de Partículas (PSO), este método fue seleccionado debido a sus bondades de convergencia en análisis de flujos de potencia con restricciones de variables de calidad y eficiencia.

II. VARIABLES A CONSIDERAR PARA LA UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO DE BANCO DE CAPACITORES

Los bancos de capacitores normalmente tienen capacidades nominales que son múltiplos enteros de una unidad estándar, por lo tanto deben ser analizados como una variable discreta (5, 25, 50, 150 o 300 kVar, por ejemplo) [5]. La implementación de bancos de capacitores en la red se debe analizar mediante un flujo óptimo de potencia. El análisis y estudio es implementado en microrredes, las cuales deben cumplir con condiciones de perfiles de voltaje, factor de potencia adecuado, control de potencia reactiva y eficiencia energética [2], [31], [32].

El factor de potencia se puede definir como en la ecuación (1) [32], [33].

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

La variación de voltaje en los sistemas de distribución se debe mantener dentro de los límites permisibles, para garantizar la óptima operación de los sistemas, su confiabilidad y su calidad de servicio. Dentro de los límites definidos por las empresas distribuidoras, se tienen por ejemplo un $\pm 5\%$ de el voltaje nominal en periodos largos, y en límites inferiores en periodos rápidos [28], [29], [34]. El objetivo del modelo es minimizar los costos de los bancos de capacitores instalados adecuadamente en lugares estratégicos [1], [10], [34].

III. METODOLOGÍA PARA EL DIMENSIONAMIENTO Y LA OPTIMIZACIÓN DE LA UBICACIÓN DE LOS BANCOS DE CONDENSADORES EMPLEANDO LA HERRAMIENTA PSO

A. Newton Raphson

Este algoritmo permite encontrar los valores resultantes de un flujo de potencia como son las magnitudes de voltajes, ángulo de cada nodo, potencias activas, reactivas, las pérdidas

totales, factor de potencia y corrientes, dichos valores son calculados en condiciones iniciales, lo que permite establecer comparaciones entre los valores del flujo de potencia en escenarios con y sin compensación.

La variable de estado, tanto en magnitud de voltaje como en ángulo de fase las cuales son cantidades especificadas y se eligen como se muestra en (2), [35].

$$x = \begin{bmatrix} \delta \\ U \end{bmatrix} \quad (2)$$

Representa las funciones de x desconocidas y las especificadas en la barra i , como se muestra en (3), [35].

$$f(x) = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_g - P_d \\ Q_g - Q_d \end{bmatrix} \quad (3)$$

En (4) y (5) se muestran las ecuaciones de potencia activa y reactiva de cada barra de la red [35].

$$\Delta P_i = \sum_i \left(U_i * U_j * Y_{ij} * \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \right) - P_i \quad (4)$$

$$\Delta Q_i = \sum_i \left(U_i * U_j * Y_{ij} * \sen(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \right) - Q_i \quad (5)$$

La matriz de derivadas parciales que se le conoce como jacobiana del sistema, están establecidas por las ecuaciones (6) y (7), [35].

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial \delta} & U * \frac{\partial \Delta P}{\partial U} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial \delta} & U * \frac{\partial \Delta Q}{\partial U} \end{bmatrix}^{(k)} * \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta U \end{bmatrix}^{(k+1)} = - \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^{(k)} \quad (6)$$

$$\begin{bmatrix} \delta \\ U \end{bmatrix}^{(k+1)} = \begin{bmatrix} \delta \\ U \end{bmatrix}^{(k)} + \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta U \end{bmatrix}^{(k)} \quad (7)$$

El método concluye cuando el error de la potencia activa y reactiva sea menor a una tolerancia definida para todas las barras del sistema, como se indica en (8), [35].

$$|\Delta P_i^k| \leq \varepsilon = 0.001 \text{ y } |\Delta Q_i^k| \leq \varepsilon = 0.001 \quad (8)$$

B. Optimización por Enjambre de Partículas

Este algoritmo al actualizar la posición con cada iteración y mejora la función objetivo por el aprendizaje individual de posición ($pbest$), y también por el aprendizaje generado por el enjambre ($gbest$), estableciendo comparaciones con las mejores posiciones de todas las partículas, derivando en las ecuaciones (9) y (10). Cada posición generada de las partículas

se integra a una función objetivo, la cual al ser optimizada dentro de la corrida del flujo de potencias, se evalúa por medio de un análisis de las distintas posiciones de las partículas que conforman el vector de estados [36], [37].

$$v_i^{k+1} = C \left(w * v_i^k + c_1 r_1 * (pbest_i - s_i^k) + c_2 r_2 * (gbest_i - s_i^k) \right) \quad (9)$$

$$s_i^{k+1} = s_i^k + v_i^{k+1} \quad (10)$$

donde: v_i^{k+1} es la velocidad de la partícula i modificada (iteración $k+1$), v_i^k es la velocidad de la partícula i (iteración k), w es la constante de Inercia, C es el factor de constricción, c_j es el coeficiente de aceleración, r_j son coeficientes aleatorios entre 0 y 1, $pbest_i$ es la mejor posición de la partícula i , s_i^k es la posición de la partícula i (iteración k), $gbest_i$ es la mejor posición global de la partícula y s_i^{k+1} es la posición de la partícula i modificada (iteración $k+1$).

Para la constante de inercia y el factor de construcción se utilizan las siguientes ecuaciones (11) y (12) respectivamente, las cuales se muestran a continuación [36].

$$w = w_{max} - \frac{w_{max} - w_{min}}{iter_{max}} \times iter \quad (11)$$

$$C = \frac{2}{2 - \varphi - \sqrt{\varphi^2 - 4\varphi}}, c_1 + c_2 = \varphi > 4 \quad (12)$$

donde: w_{max} es la Inercia inicial, w_{min} es la Inercia final, $iter_{max}$ es el máximo número de iteraciones e $iter$ es el número de iteración actual.

A continuación, se muestran las restricciones que serán empleadas en el algoritmo de flujo de potencia, como son: balances de potencias, perfiles de voltaje, límites de potencia, límites de factor de potencia, desviación promedio de voltaje, máxima desviación de voltaje.

C. Pérdidas de cada línea

$$\Delta P_i TL = \sum_{i=1}^n I_i^2 * R_i \quad (13)$$

donde: $\Delta P_i TL$, 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 (13), [10].

D. Perfiles de voltaje

$$[V_{min}] \leq V_i \leq [V_{max}] \quad (14)$$

donde: V_{min} se establece con un valor mínimo de 0.90 p.u., mientras que V_{max} tiene un valor máximo de 1.1 p.u. Estas magnitudes establecen los límites de voltaje del sistema, y V_i ,

es la magnitud del voltaje en cada barra, establecida en la ecuación (14), [38].

E. Límites de Potencia Reactiva

$$[Qc_{min}] \leq Qc_i \leq [Qc_{max}] \quad (15)$$

donde: Qc_{min} es el límite inferior compensado en cada barra candidata 50 (MVar), Qc_i es la cantidad de potencia reactiva de los capacitores instalados en cada barra, Qc_{max} es el límite máximo de potencia reactiva que se inyecta a cada barra candidata. Se establece además un balance de potencia reactiva como se indica en la ecuación (15), dando como resultado 35180 (MVar) [31].

F. Límites del Factor de Potencia

$$[Fp_{min}] \leq Fp_i \leq [Fp_{max}] \quad (16)$$

donde: 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 (16) [31].

G. Desviación Promedio de Voltaje

$$DPV = \sum_{i=1}^n \frac{|V_n - V_i|}{n} \quad (17)$$

donde: V_n es el voltaje nominal deseado con un valor de (1 p.u.), V_i es el voltaje real al que se encuentra cada barra del sistema y n es el número de barras del sistema. Utilizando la ecuación (17) se puede calcular la desviación promedio de voltaje del sistema DPV [8], [19].

H. Máxima Desviación de Voltaje

$$MDV = \max |V_n - V_i| \leq 0.1 \quad (18)$$

donde: $\max |V_n - V_i|$ la máxima desviación de voltaje que no debe sobrepasar (0.1) como valor deseado y se obtiene por medio de la previa ecuación (18) [8], [19].

IV. CASO DE ESTUDIO

En este trabajo se propone como caso de estudio una microrred eléctrica de distribución mallada de 5 barras, presentada en la Fig. 1 [35], donde se plantea en primer lugar calcular un flujo de potencia del sistema a través del algoritmo de Newton Raphson para determinar parámetros en condiciones iniciales, tales como: voltaje, potencias, ángulos y corrientes para cada una de las barras. Como segundo punto se plantea encontrar la ubicación y el dimensionamiento óptimo de los bancos de capacitores en las microrredes de distribución a través del método de Optimización por Enjambre de Partículas (PSO). Con los parámetros calculados en condiciones iniciales se procede a determinar el espacio de soluciones, para encontrar así el óptimo local de solución al problema. Este algoritmo consta de una posición específica y una velocidad que con cada

iteración actualiza las posiciones de las partículas que son evaluadas por las ecuaciones (9) y (10), [36], [37].

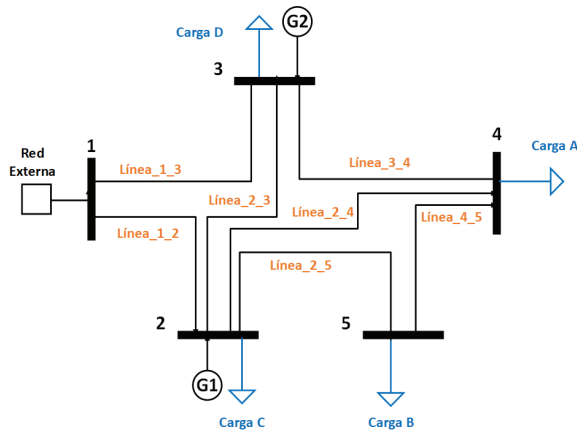


Fig. 1. Modelo de una microrred 5 barras.

La fig. 1 muestra la topología de la red. Se consideran 3 generadores, uno en el bus 1 (Slack), el cual se encuentra conectado a la red (PCC), y dos generadores no controlables de carácter renovable, uno en el bus 2 que representa un parque eólico, y el otro en el bus 3 representado por un parque de generación fotovoltaica, las barras de generación son asumidas como barras de generación PQ. También se consideraron 4 cargas estáticas, las dos cargas que se encuentran en el bus 3 y bus 5 respectivamente, que 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 cargas industriales que se encuentran en el bus 2 y bus 4 que simulan una carga crítica la cual jamás podrá desconectarse. Los parámetros de las líneas se muestran en la Tabla I y los de generación y carga se muestran posteriormente en la Tabla II.

TABLA I
PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS DE LA MICRORRED

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

TABLA II
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

El sistema opera con un nivel de voltaje base de 20 kV, y una potencia aparente base de 100 MVA.

Las variables que se encuentran en la ecuación objetivo actuando como constantes son el costo por kVar, Kp que se establece en 0.06 \$/kWh [38], el costo de instalación Kl definido en 25 \$/kVar [38], y el costo de operación Ko con un valor de 4.9 \$/kVar [39]. Esto se define en la ecuación (19) con el objetivo de minimizar el costo.

$$\min CTB_c = \sum_{i=1}^n Kp * P_{LOSS} * T + Kl * Q_c + Ko * Q_c \quad (19)$$

donde: CTB_c es el costo Total de bancos de capacitores (\$), Kp es el costo por (\$/kWh), T es el tiempo en horas (h), P_{LOSS} es la pérdida total de potencia activa del sistema (kW), Q_c es la potencia reactiva del capacitor (kVar), Kl es el costo de instalación (\$/kVar), Ko es el costo de operación (\$/kVar) y n es el número de barras.

Mediante (4) y (5) se planteó un flujo de potencia con un sistema de ecuaciones no lineales, desarrollado por el método de Newton Raphson (NR). Que será analizado en una primera instancia en condiciones iniciales y se detalla en el siguiente algoritmo 1. El segundo algoritmo (2) se implementará sobre el primero (flujos de potencias) y tendrá como objetivo buscar los resultados óptimos de ubicación y dimensionamiento de los bancos de condensadores cumpliendo con las restricciones de variables de calidad y eficiencia. Se utiliza un número de iteraciones de 50, y para una búsqueda más exhaustiva el número de partículas es de 100. Estos valores pueden ser modificados sacrificando tiempo de máquina para la convergencia del algoritmo.

Algoritmo 1: 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

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

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

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

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

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

Algoritmo 2: 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

$$\begin{aligned} \Delta P_{iTL} &= \sum_{i=1}^n I_i^2 * R_i \\ DPV &= \sum_{i=1}^n \frac{|V_n - V_i|}{n} \\ MDV &= \max |V_n - V_i| \leq 0,1 \\ FP &= \cos(\tan^{-1} \frac{Q}{P}) \end{aligned}$$

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

Paso 6: Análisis de la F.O. 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 F.O.

Paso 12: Restricciones de flujo de potencia

$$\begin{aligned} [V_{min}] &\leq V_i \leq [V_{max}] \\ [Q_{min}] &\leq Q_i \leq [Q_{max}] \\ [Fp_{min}] &\leq Fp_i \leq [Fp_{max}] \end{aligned}$$

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

V. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Mediante el problema de optimización se realizó un análisis nodal dando como resultado la ubicación óptima en las barras 4 y 5, con una capacidad óptima de 5.7 (MVar) y 8.6 (MVar) respectivamente como se muestra en la Fig. 2.

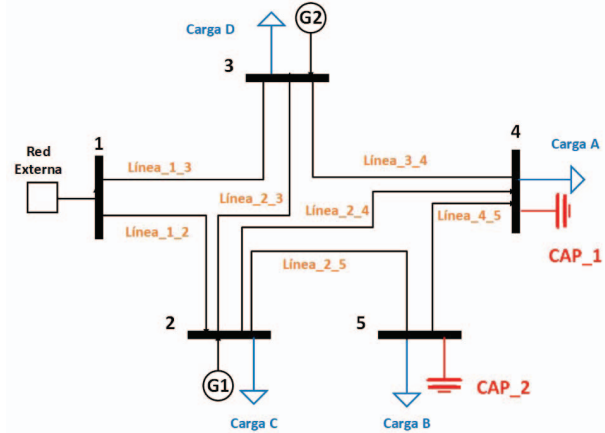


Fig. 2. Sistema de una microrred de distribución compensada.

A. Análisis Económico

Con los parámetros especificados se puede observar en la Figura 3, el número de iteraciones que el algoritmo realiza para llegar a un costo óptimo que en este caso sería de \$ 429417.507 por dos equipos instalados, con un tiempo de procesamiento del algoritmo de 8.5670 segundos.

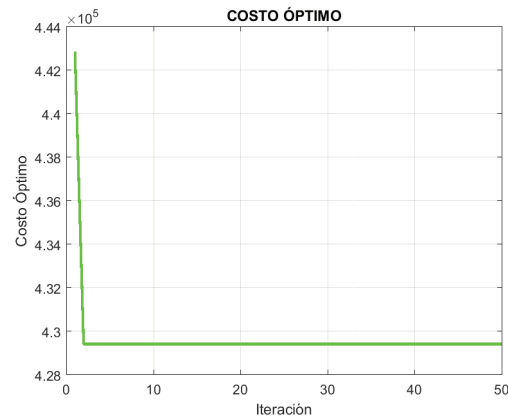


Fig. 3. Diagrama del costo óptimo en función del número de iteraciones.

B. Análisis de Potencia Activa y Reactiva del Sistema

En la Tabla III se muestran los datos de pérdidas de potencia activa en líneas, con un promedio total de pérdidas compensadas de 0.0942 (MW). Adicionalmente se puede apreciar estos resultados en la Fig. 4, notando una minimización de 0.6597 (MW).

TABLA III
PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA (MW)

Líneas	Barra Inicial	Barra Final	Sin Cap.	Con Cap.	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	0.1249	0.0072
6	3	4	0.1276	0.1091	0.0185
7	4	5	0.0206	0.0174	0.0032

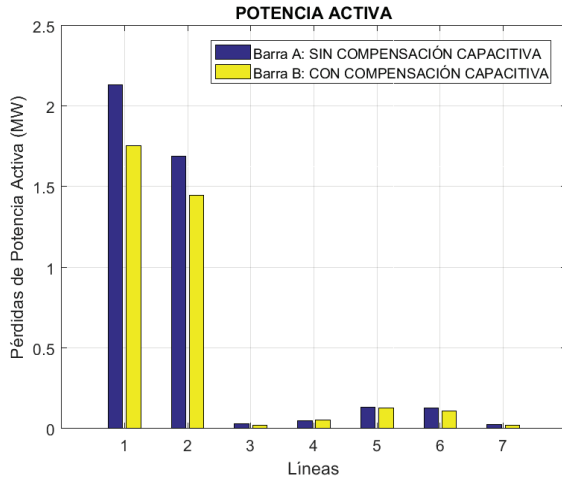


Fig. 4. Pérdidas de potencia activa en las líneas.

La Tabla IV muestra las pérdidas reactivas en cada línea, notando una reducción promedio total de 0.1514 (MVar) optimizado. Posteriormente, esto se puede apreciar en la Fig. 5, las pérdidas reactivas en líneas tienen una reducción de 1.0595 (MVar).

TABLA IV
PÉRDIDAS DE POTENCIA REACTIVA (MVAR)

Líneas	Barra Inicial	Barra Final	Sin Cap.	Con Cap.	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

C. Análisis Perfil de voltaje

Se puede verificar en la Tabla V un aumento del 6 % del perfil de voltaje total del sistema. En la Fig. 6, la línea “C” indica los voltajes de cada barra, y la línea “D” señala el mejoramiento del perfil de voltaje compensado.

POTENCIA REACTIVA

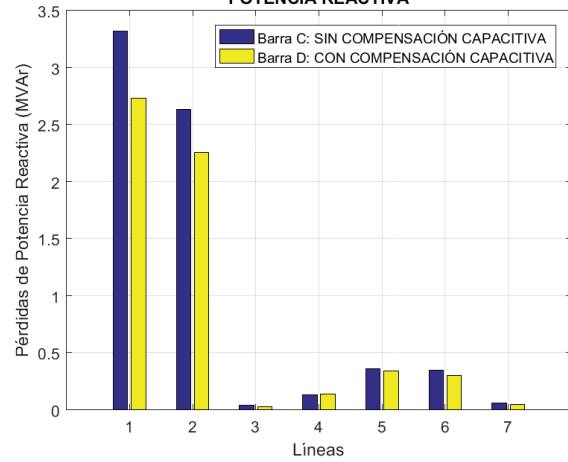


Fig. 5. Pérdidas de potencia reactiva en las líneas.

TABLA V
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

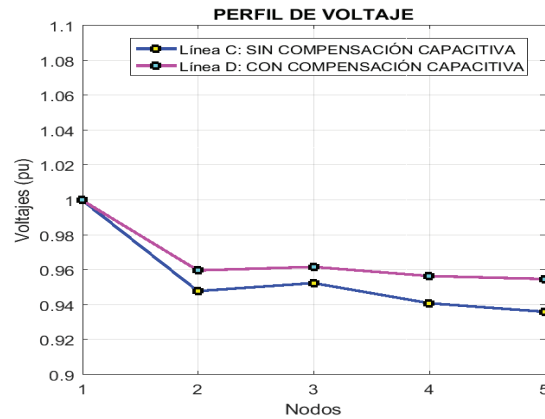


Fig. 6. Diagrama de perfil de voltaje en cada barra.

D. Análisis del Factor de Potencia

En la Tabla VI. Se indica los valores en cada barra sin compensación y con compensación. Se puede apreciar en la Fig. 7, la línea “E”, representa en factor de potencia sin compensación de reactivos, determinando una mejora del 13% del factor de potencia que se visualiza en la línea “F”.

TABLA VI
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

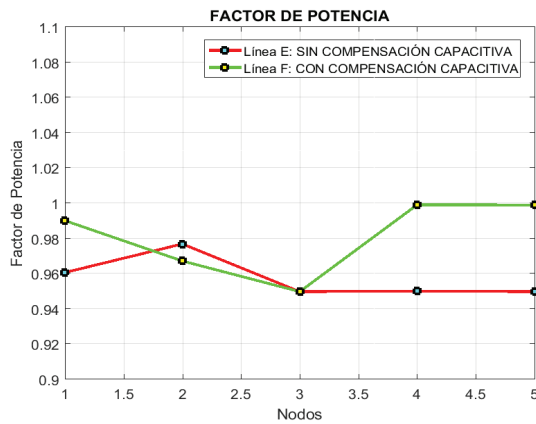


Fig. 7. Factor de potencia de cada barra compensado vs sin compensar.

E. Análisis Desviación de Voltaje

La Fig. 8. Muestra la máxima desviación de voltaje en las barras. La línea "A", indica la (MDV) máxima desviación de voltaje que se encuentra 0.0616, y con la línea B indica una reducción de este indicador en 0.0480. La (DPV) desviación promedio de voltaje tiene un valor de 0.0427 inicialmente y con compensación se mejoró a 0.0345. En la Tabla VII se muestran los valores de la desviación de perfil de voltaje en cada barra.

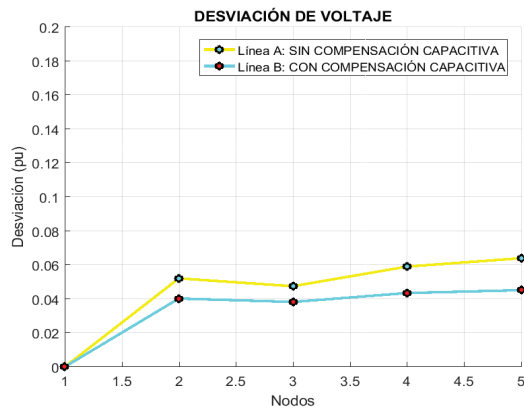


Fig. 8. Desviación de voltaje en cada barra.

TABLA VII
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

VI. CONCLUSIONES

Este artículo se propone la implementación de un algoritmo basado en la optimización por enjambre de partículas (PSO) para solucionar la ubicación y dimensionamiento óptimo de bancos de capacitores en un sistema de una microrred mallada, cumpliendo con un criterio de restricción de mínimo costo posible. Los resultados obtenidos permiten concluir la adecuada

ubicación y dimensionamiento óptimo de los bancos de capacitores 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.

El escenario base que fue tomado como un caso prueba de una microrred, el método mencionado está marcado en forma general y es aplicable a otras microrredes conociendo el flujo de potencia, en la que si puede ser posible que las variables eléctricas se encuentren en estados críticas y que este trabajo tendría mayor impacto mejorando el costo-beneficio al usar banco de capacitores.

La metodología planteada se pone a prueba en una microrred de 5 barras para ubicar y dimensionar bancos de capacitores con un método de solución estocástica, sin embargo, es muy efectivo en cuanto al tiempo de procesamiento del algoritmo PSO, presentando resultados satisfactorios en la solución a la compensación de potencia reactiva.

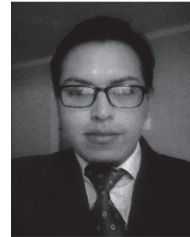
REFERENCIAS

- [1] A. Aguila and J. Wilson, "Technical and Economic Assessment of the Implementation of Measures for Reducing Energy Losses in Distribution Systems," *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.*, vol. 73, no. 1, p. 012018, Jul. 2017.
- [2] A. A. Z. Diab, V. N. Tulsy, and M. A. Tolba, "Optimal shunt capacitors sitings 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," in *PROCEEDINGS of the 2015 IEEE Thirty Fifth Central American and Panama Convention*, 2015, no. Concapan XXXV, pp. 373–378.
- [4] 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.
- [5] 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.
- [6] 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. 9, no. 5, pp. 1–1, 2017.
- [7] 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.
- [8] A. Águila Téllez, G. López, I. Isaac, and J. W. González, "Optimal reactive power compensation in electrical distribution systems with distributed resources. Review," *Heliyon*, vol. 4, no. 8, p. e00746, Aug. 2018.
- [9] M. Mosbah, R. D. Mohammedi, 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.
- [10] 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.
- [11] 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.
- [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] V. Villa and A. Águila, "Óptima Gestión Y Regulación De Voltaje En Microredes De Distribución Con Generación Distribuida Y

- Almacenamiento De Energia.," *Univ. Politécnica Sales.*, 2017.
- [14] A. Moussavou, "Microgrid energy management system control strategy," *Ind. Commer. ...*, pp. 1–8, 2015.
- [15] L. O. Matos, U. Politécnica, and U. Politécnica, "An ARX-Petri Nets algorithm for Active Identification of an AC / DC Microgrid Simulation," *2019 IEEE 4th Colomb. Conf. Autom. Control*, p. 6, 2019.
- [16] J. Rojas and A. Águila, "Óptima compensación de la potencia reactiva en redes de distribución eléctrica basado en simulated annealing," *Univerisdad Politécnica Sales.*, 2017.
- [17] 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.
- [18] F. A. Castillo Munoz, A. Aguila Tellez, and J. W. Gonzalez Sanchez, "Analysis of Stability of Tension and Losses of Electric Power in Distribution Networks with Distributed Generation," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 11, pp. 4491–4498, 2016.
- [19] L. Ortiz, R. Orizondo, A. Aguila, J. W. Gonz. I. Isaac, and J. L. Gabriel, "Heliyon Hybrid AC / DC microgrid test system simulation: grid-connected mode," *Heliyon*, vol. 5, no. August, p. 21, 2019.
- [20] 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.
- [21] M. Farasat, S. Mehraeen, A. Arabali, and A. Trzynadlowski, "GA-based optimal power flow for microgrids with DC distribution network," in *2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 2015, pp. 3372–3379.
- [22] R. Perez *et al.*, "Fault Diagnosis on Electrical Distribution Systems Based on Fuzzy Logic BT - Advances in Swarm Intelligence," 2018, pp. 174–185.
- [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] 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, p. 012020, Jul. 2017.
- [25] R. Perez *et al.*, "Fault diagnosis on electrical distribution systems based on fuzzy logic," *Int. Conf. Sens. Imaging*, vol. 1, pp. 142–150, 2018.
- [26] 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.
- [27] 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.
- [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)," in *Power Engineering Conference (UPEC), 2016 51st International Universities*, 2016, no. Memc, pp. 1–6.
- [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] 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.
- [32] 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.
- [33] 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)*.
- [34] F. Clavijo and A. Aguila, "Análisis de factibilidad para la compensación de reactivo en función del mínimo de pérdidas en redes de distribución," *Univ. Politécnica Sales.*, 2015.
- [35] C. Carpio, J. Garcia, and M. Miguel, "Gestión de potencia en micro redes

con generación renovable," *Univ. Carlos III Madrid*, 2014.

- [36] G. Flores and J. Játiva, "Ubicación y Dimensionamiento Óptimo de Compensación Reactiva Utilizando Optimización por Enjambre de Partículas (PSO)," *Esc. Politécnica Nac. Quito.*, 2016.
- [37] 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.
- [38] 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.
- [39] S. Raúl and R. Rodríguez, "Estado del arte en la ubicación óptima de capacitores y estudio de optimización de la solución mediante búsqueda exhaustiva," *Univ. Dist. Fr. José Caldas*, vol. 1, no. 1, pp. 71–80, 2008.



Gonzalo Manuel Gutiérrez Serna (A'1989 – M'05). He was born in Quito, Ecuador. Bachelor with a specialty in Industrial Mechanics Technician at the Technological Institute Superior Central Tecnico, Ecuador (2009). Graduated as a Electrical Engineering at the Salesiana Polytechnic University. His work focuses on the study of the optimal location and sizing of capacitor banks using VOLT-VAR compensation in micro-grids. (e-mail: ggutierrez@est.ups.edu.ec).



Alexander Aguila Téllez (A'1981-M'09). He received the degree of Electrical Engineer and the Master of Energy Efficiency in the years 2005 and 2010 respectively. He is currently studying to obtain his PhD in Engineering at the Universidad Pontificia Bolivariana - Colombia-Medellin, he is a member of the GIREI Research Group. His main research interests include VOLT-VAR compensation in electricity distribution networks, smart grids, minimization of energy losses, renewable energies and energy efficiency. He is a research professor at the Universidad Politécnica Salesiana- Ecuador. (e-mail: aaguila@ups.edu.ec).



Diego Luis González Samueza (A'1993-M'12). He completed his secondary studies at the Salesian Technical School "Don Bosco" in the specialty of Electrical-Electronic. Graduated as a Electrical Engineering at the Salesiana Polytechnic University. His work is based on the location of the distribution in electrical distribution systems. (e-mail: dgonzalezsl@est.ups.edu.ec).



Leony Ortiz Matos (A'1982-M'05). He received both B.S. and M.Sc. degrees in Automation Engineering from the Instituto Superior Politécnico Julio Antonio Mella (ISPJAM) from Universidad de Oriente, Cuba. His major research interests include biomedical technologies and mathematical modeling applied to engineering and he is currently a member of the GIREI Group. He is part of the academic staff at Universidad Politécnica Salesiana - Ecuador - Quito. (e-mail: lortizm@ups.edu.ec).