

Análisis y modelo para la asignación del despacho y el costo de potencia reactiva de generación de la GCROR*

Oscar **Fernández-Galindo**²
José Luis **Mar-Villegas**^{1,2}
Juan Carlos **Escamilla-Sánchez**¹
Genaro **Campos-Castillo**¹
Ismael **Albino-Padilla**¹

¹Benemérita Universidad Autónoma de Puebla
Facultad de Ingeniería
Blvd. Valsequillo y A. San Claudio S/N, Edf. ING,
Col. San Manuel, Ciudad Universitaria, Puebla, Pue. CP 72570.
MÉXICO

²Comisión Federal de Electricidad
Zona de Operación de Transmisión Puebla-Tlaxcala de CFE
km 4.5, Antigua, Carretera a la Resurrección S/N,
Col. Bosques de Manzanilla, Puebla, Puebla, CP 72307.
MÉXICO

correos electrónicos (emails):
oscarferunam@hotmail.com, marville241101@hotmail.com
gccampos2000@yahoo.com.mx, conver_je_ipn@hotmail.com
escamilla_14@hotmail.com

Recibido 31-01-2020, aceptado 26-03-2020.

Resumen

Desde el año 2013, México liberó su sector energético y con ello incursiona en el modelo de Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). En este contexto, los servicios en red que son necesarios para realizar el servicio de transmisión de energía llamados servicios auxiliares, tales como la potencia reactiva de generación, la cual debido a su particularidad de tener un efecto local entran en la polémica de ¿cómo deben administrarse?, ¿quién debe dar el servicio? y ¿cuánto debe pagarse por el servicio?, estas son algunas controversias que surgen al liberar un sector eléctrico. Este artículo de investigación propone utilizar un método estocástico denominado Optimización de Enjambre de Partículas (OEP) que se aplica en un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) con el propósito de obtener un despacho de potencia reactiva eficiente que dé seguridad y confiabilidad al SEP, una vez determinado este escenario se puede aplicar la metodología propuesta para obtener el

costo de potencia reactiva para cada generador. El método OEP puede obtener una solución rápida teniendo como consigna tener un despacho de potencia reactiva eficiente respetando bandas de voltaje en buses con el mínimo de pérdidas eléctricas, usando la red eléctrica del Operador Independiente de Sistema CENACE, en un nivel de voltaje de 400 kV. Las principales conclusiones de esta investigación: la administración eficiente de potencia reactiva usando OEP, reduce las pérdidas eléctricas al mínimo, las constantes C_1 y C_2 son importantes para obtener mejores resultados en la optimización y el método propuesto es una herramienta práctica para usar en tiempo real, debido a que la potencia reactiva suministrada tiene un impacto local que está dentro del ámbito de acción del operador de sistema.

Palabras clave: potencia reactiva de generación, mercado eléctrico mayorista, servicios auxiliares, optimización de enjambre de partículas, operador Independiente de sistema y costo de generación.

Abstract

(Model to Determine the Dispatch and Cost of Reactive Power Generation of the GCROR in a Released Electricity Market)

Since 2013, Mexico has liberated its energy sector and thereby ventures into the Wholesale Electricity Market (MEM) model. In this context, the network services that are necessary to perform the energy transmission service called auxiliary services, such as the reactive power of generation due to its particularity of having a local effect, enter into the controversy of: how they should be managed? Who should give the service? And how much should be paid for the service? These are some controversies that arise when liberating an electricity sector. This paper proposes to use a stochastic method called Particle Swarm Optimization (PSO) that is applied in an Electric Power System (EPS) in order to obtain an efficient reactive power dispatch that gives security and reliability to the EPS, once this scenario is determined, the methodology proposed can be applied to obtain the cost of reactive power for each generator. The PSO method can obtain a quick solution based on having an efficient reactive power dispatch respecting voltage bands on buses with the minimum electrical losses, using the CENACE System Independent Operator's electrical network, at a voltage level of 400 kV. The main conclusions of this research are: the efficient administration of reactive power using EPO, reduces electrical losses to a minimum, constants C_1 and C_2 are important to obtain better results in optimization and the proposed method is a practical tool to use in time real, because the reactive power supplied has a local impact that is within the scope of the system operator.

Index terms: reactive power generation, wholesale electricity market, auxiliary services, particle swarm optimization, independent system operator and generation cost.

*Este artículo es la versión extendida de uno de los mejores trabajos del Congreso Nacional de Ingeniería Electromecánica y de Sistemas 2019

1. Introducción

En 2006, Sedaghati [1] explica que el proceso de la desregulación de la industria eléctrica, desarrollado durante más de quince años, es aquel en la que se desvinculan diferentes actividades relacionadas con la generación de energía eléctrica y el consumo de la misma, para obtener un precio competitivo de la electricidad. En 2001, Bhattacharya [2] explica que el tema de los costos de potencia reactiva es considerado como un servicio auxiliar o servicio conexo. Dicha potencia reactiva contribuye al servicio de control de voltaje manteniéndolo, en la medida de lo posible, en límites aceptables de operación.

En 2013, el presidente de la República Mexicana Enrique Peña Nieto [3] emite el Decreto por la que se reforman y adicionan diversas disposiciones en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, y le da las atribuciones del control y la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) perteneciente a la Comisión Reguladora de Energía (CRE). En 2014, La Ley de la Industria Eléctrica [4] define un servicio conexo como, los servicios vinculados a la operación del SEN y que son necesarios para garantizar su "Calidad", "Confiabilidad", "Continuidad" y "Seguridad". La Formulación Matemática del Modelo de Asignación de Unidades con Restricciones de Seguridad y Cálculo de Precios Marginales Locales y de Servicios Conexos en el Mercado de un Día en Adelanto [5] de 2016, no indica, de forma clara, cómo calcular el precio de la potencia reactiva para las necesidades del SEN [23, 24].

México cuenta con diferentes tipos de centrales eléctricas. La tabla 1 muestra las diferentes tecnologías para la generación eléctrica de 2016, donde principalmente predomina la

generación hidráulica, termoeléctrica y ciclo combinado. Sin embargo, la generación eólica ha tenido un gran repunte por las diferentes inversiones que han tenido las empresas privadas. Respecto a la generación fotovoltaica, el crecimiento ha sido lento y depende de las facilidades en la legislación actual. Un punto importante para considerar es el aumento en las inversiones en gasoductos que provocarán un repunte en la generación térmica. Demás información detallada puede encontrarla en la tabla 1. La figura 1 presenta las principales centrales eléctricas del Sistema Eléctrico Mexicano divididas por gerencias de control regional [6]. En la Gerencia de Control Regional Central cuenta con generación hidráulica, ciclo combinado, turbogás, vapor y combinación interna.

Como se puede observar, México cuenta con una variedad de tipos de centrales eléctricas, públicas y privadas, que pueden contribuir a la aportación de la potencia reactiva necesaria para el soporte de voltaje. En 1999, Lamont y Fu [7] explican que el propósito principal del despacho de la potencia reactiva de generación es mantener el perfil de voltaje en un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), dentro de los límites de calidad establecidos. Cabe mencionar que la potencia reactiva tiene un efecto local, es decir, la aportación o absorción de potencia reactiva de un generador sólo se manifestará dentro de una región limitada. En México, el despacho de potencia reactiva se realiza en tiempo real y está a cargo del operador de sistema del CENACE quien solicita la aportación o absorción de potencia reactiva a cada generador basándose en su conocimiento de la red a través de muchos años de experiencia de operarla. Sin embargo, como ya se ha mencionado, el efecto local que tiene la potencia reactiva puede obtenerse con muchas combinaciones de despacho de potencia reactiva de varios generadores que tienen influencia en cierta zona específica. Esta particularidad de la potencia reactiva y el despacho de la misma a través de la experiencia de un ser humano en algún momento podría volverse tendencioso debido al posible impacto que tenga cierto generador por su capacidad o por su ubicación. Esta tendencia resultaría injusta debido a que, si cierto generador se utiliza de forma recurrente para satisfacer las necesidades de voltaje de una zona, este generador estaría limitado para poder aumentar su aportación de potencia activa y, en consecuencia, sus ganancias económicas, además de que el resto de los generadores que se encuentren en esa zona no estarían apoyando en mantener las condiciones necesarias de operación de la red.

El propósito del presente estudio de caso es, diseñar un modelo para analizar y asignar el despacho de potencia reactiva de generación de un SEP en un mercado eléctrico competitivo de forma eficiente y poste-

Tabla 1. Capacidad instalada y generación bruta de México 2016 [http://egob2.energia.gob.mx/portal/electricidad.html].

Tecnología de Generación / Combustible	Capacidad instalada		Generación bruta	
	Mega Watt (MW)	%	Giga Watt - Hora (GWh)	%
Hidroeléctrica	12,092	21.763	29,138	11.063
Termoeléctrica	14,388	25.894	45,031	17.097
Ciclo Combinado CFE	8,179	14.720	49,541	18.809
Ciclo Combinado PEE	12,340	22.208	86,400	32.803
Duales	0	0	17,819	6.765
Carboeléctrica	5,378	9.680	16,389	6.222
Nucleoeléctrica	1,608	2.894	10,567	4.012
Geotermoeléctrica	874	1.572	6,033	2.290
Eoloeléctrica CFE	86	0.155	187	0.071
Eoloeléctrica PEE	613	1.103	2,275	0.864
Fotovoltaica	6	0.011	12.3	0.005
Total	55,564	100	263,393	100



Fig. 1. 1 Principales Plantas del Sistema Eléctrico Mexicano, tomado de: <http://www.conacytprensa.mx/index.php/tecnologia/energia/6597-cenace-energia-potencia-electrica>

riormente asignar el costo del servicio de potencia reactiva brindado por cada generador. En un SEP el despacho de potencia activa se realiza con un día de anticipación, basándonos en esta condición, también es posible realizar un despacho de potencia reactiva con un día de anticipación utilizando OEP. Un modelo para asignar el despacho de potencia reactiva mediante OEP contribuirá a la operación del sistema en tiempo real conociendo la cantidad de reactivos que debe aportar cada generador sincronizado al sistema de tal forma que los voltajes se encuentren dentro de la banda de voltaje permitida con el mínimo pérdidas eléctricas. En 2007, Grainger [8] define la potencia reactiva como la energía que viaja al doble de la frecuencia desde la fuente hacia la carga y viceversa. El promedio de dicha energía es cero y es utilizada por aquellos elementos eléctricos, tales como motores, transformadores, entre otros, para sus propios requerimientos. Dicha energía se denota por la letra Q . En 2002, Tovar *et al.* [9] explica que la asignación de costo de la potencia reactiva es el cálculo objetivo y justo que el proveedor de servicios auxiliares cobrará por concepto de potencia reactiva. Por lo anterior, surgen las siguientes preguntas de investigación:

- ¿Qué se entiende por costo de potencia reactiva?
- ¿Qué y cómo reducir la incertidumbre para el cálculo del costo de potencia reactiva?

¿Cómo beneficiará a México y a los proveedores o al operador independiente del sistema contar con un modelo para el cálculo de costo de potencia reactiva?

Así, el objetivo general de esta investigación es analizar y proponer un modelo estocástico para asignar el costo de potencia reactiva de generación dentro de un mercado eléctrico competitivo. Respecto a la delimitación del proyecto de investigación será realizada con la red perteneciente a la GCROR, descrita por Luna [10]. La presente investigación se justifica debido a que México ha iniciado en enero del 2016, con el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y una propuesta de modelo para determinar el costo de la potencia reactiva de generación, que contribuirá a entender el comportamiento de dicho costo. Para realizar el proyecto de investigación, se cuenta con los recursos y conocimientos para llevarlo a cabo.

2. Desarrollo

En 2013, Farzaneh *et al.* [11] explica que el control de voltaje y el flujo de potencia es una de las características importantes para la operación de un SEP, particularmente en aquellos SEP grandes, donde tienen un gran número de elementos conectados para asegurar la calidad y la confiabilidad del suministro eléctrico, así como también la reducción de las

pérdidas eléctricas. Lo anterior, para mantener un perfil de voltaje dentro de los límites establecidos ($\pm 5\%$ V_{nom}) y permitir un incremento de transferencia de potencia aparente. Además, permite tener un margen de estabilidad amplio ante contingencias que se presenten en el SEP y un despacho óptimo de generación.

En 2012, Farzaneh *et al.* [11] y, en 2011, CFE [12] explican que existe una fuerte dependencia entre la potencia activa (P) y el ángulo de voltaje (δ) por un lado, y la potencia reactiva (Q) y la magnitud de voltaje (V) por otro lado. Las máquinas síncronas pueden generar o absorber potencia reactiva cuando el devanado del rotor es sobre-excitado o sub-excitado según corresponda. De la teoría de máquinas, una máquina síncrona puede ser modelada con su voltaje interno síncrono E en serie con la impedancia síncrona Z_d . Despreciando la resistencia de los devanados de la máquina, la impedancia síncrona puede ser reemplazada por la reactancia síncrona X_d . En 1999, Lamont y Fu [7] analizan el costo de la potencia reactiva que es suministrado por la generación. Así mismo, explican que el costo de la potencia reactiva tiene dos componentes: los costos explícitos y los costos implícitos. Los costos explícitos son pagados directamente, tal es el caso de los costos de capital de las instalaciones y el costo de operación de producción. Los costos implícitos son, principalmente, los costos de oportunidad de suministrar un monto de potencia reactiva. Estos autores, proponen un modelo para determinar el costo de la potencia reactiva despachada al minimizar las pérdidas. En 2002, Tovar *et al.* [9] proponen una metodología para asignar el costo de potencia reactiva a través de sensibilidades relativas por nodo.

En 2008, Junfang *et al.* [13] utilizan el costo de producción como función objetivo del modelo de flujos óptimos de potencia, para calcular el precio marginal de la potencia reactiva en tiempo real. En 2012, Kate y Khatri [14] utilizan la optimización de enjambre de partículas y la formulación de flujos de potencia, para calcular el costo de la potencia reactiva. En 1995, Eberhart y Kennedy [15] propusieron una técnica estocástica de optimización llama-

mada: Optimización de Enjambre de Partículas o *Particle Swarm Optimization* (PSO). A través de los años, el PSO se ha aplicado en diferentes áreas del conocimiento obteniendo mejores resultados. Dicha técnica se basa en el comportamiento de las aves migratorias (parvadas) o cardúmenes de peces. La figura 2 muestra que la técnica comienza con una población aleatoria de soluciones o partículas, y busca la solución óptima llamada partícula óptima. Cada partícula realiza un seguimiento de sus coordenadas que están asociadas con la mejor solución que ha logrado hasta el momento. A la solución o partícula óptima se le llama *pbest* y a la localización se le llama *lbest*. Otro término es el *gbest*, que es la mejor partícula óptima global. El concepto de optimización de enjambre de partículas es en cada valor de tiempo t y la velocidad de cada partícula hacia las ubicaciones de *pbest* y *lbest*. La aceleración es ponderada a través de un número aleatorio que trata de alcanzar *pbest* y *lbest*.

En 2014, Bla [16] presenta una variante del PSO aplicado a un SEP, el cual se presenta en (1).

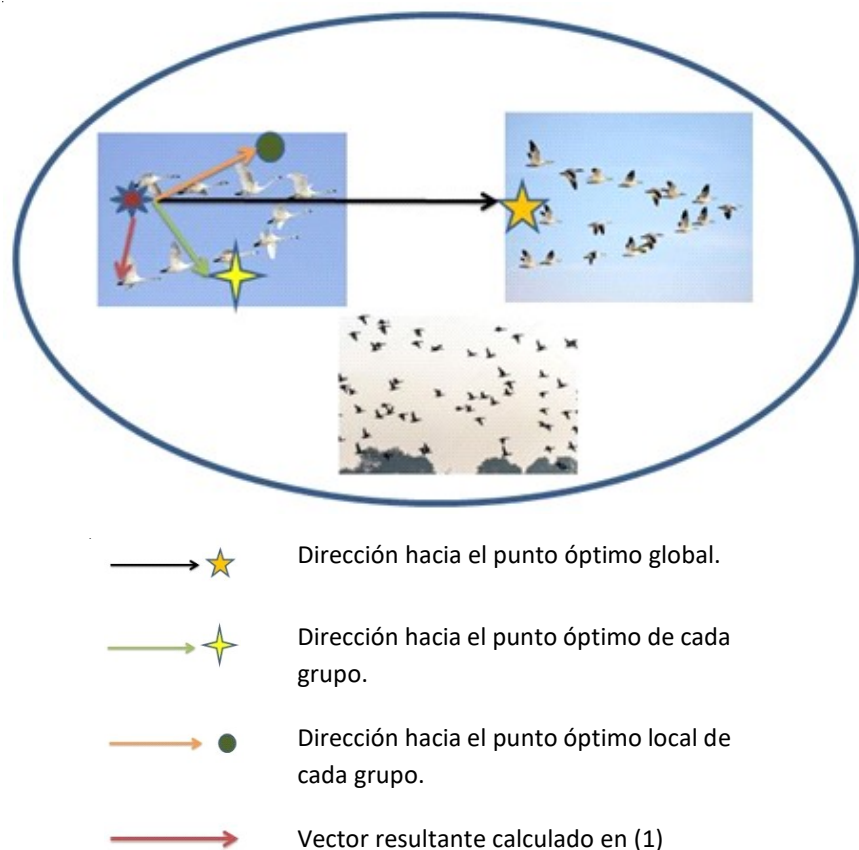


Fig. 2. Procedimiento de búsqueda para el algoritmo de optimización de enjambre de partículas.

$$V_{ik}^{t+1} = k * [\omega * V_{ik}^t + C_1 * rand_{1,k} * (p_{best,ik} - X_{ik}^t) + C_2 * rand_{2,k} * (g_{best,k} - X_{ik}^t)] \quad (1)$$

donde

$V_{ik}^{(t+1)}$ es la velocidad de las partículas siguiente i en el índice o dimensión k actualizada de la iteración $t + 1$.

k es factor de constricción entre C_1 y C_2 .

ω es el peso inercial calculado entre el máximo y mínimo.

V_{ik}^t es la velocidad de la partícula i en el índice o dimensión k de la iteración t .

C_1 es el factor de aprendizaje uno.

$rand_{(1,k)}$ es el primer número aleatorio dentro del rango $[0,1]$ en el índice o dimensión k .

$p_{(best,ik)}$ es la mejor posición de la partícula i en el índice k .

X_{ik}^t es la posición de la partícula i en el índice o dimensión k de la iteración t .

C_2 es el factor de aprendizaje dos.

$rand_{(2,k)}$ es el segundo número aleatorio dentro del rango $[0,1]$ en el índice o dimensión k .

$g_{best,k}$ es la mejor posición encontrada por todas las partículas del grupo (mejor posición global) en el índice o dimensión k .

Bla [16] explica que cada partícula representa una solución al problema de optimización y su ubicación en el espacio de soluciones, que se determina mediante la posición, la cual representa el valor que toman las variables de decisión del problema. Cada partícula se traslada a una nueva posición de acuerdo con su velocidad, que es influenciada por la mejor posición (p_{best}) encontrada por esta partícula y por la mejor posición (el líder del grupo g_{best}) de todas las partículas del grupo. El operador $p_{(best,ik)}$ representa el desempeño de cada partícula o que tan cerca se encuentra de la mejor posición global g_{best} , y se mide utilizando la función objetivo de la cual depende el éxito y el desempeño del algoritmo ya que se construye según a lo que se busque en el problema a resolver. Finalmente, el g_{best} representa el comportamiento del grupo y almacena la mejor posición global (posición del líder) actual en el grupo. Bla [16] expone que cada partícula i , es representada por su posición y velocidad en cada instante o iteración t , la cual es representada en (2):

$$[X_{i(t)}, V_{i(t)}] \quad (2)$$

Bla [16] explica que la partícula i , pertenece a un conjunto de partículas o población de individuos ubicados de forma aleatoria de tamaño p , donde $i = 1, 2, 3, \dots, p$. Cada posición $X_{i(t)}$ representa las soluciones potenciales al problema de optimización. Para un sistema cuyas soluciones son de dimensión n , cada partícula es tratada como un vector de la misma dimensión y la posición de la partícula i es representada en (3) por:

$$X(i) = [x_{(i,1)}, x_{(i,2)}, \dots, x_{(i,n)}] \quad (3)$$

Posteriormente, la partícula i , se desplaza a una nueva posición a una velocidad en almacenada en un vector dado en (4) por:

$$V(i) = [v_{(i,1)}, v_{(i,2)}, \dots, v_{(i,n)}] \quad (4)$$

La mejor posición de la partícula i , es determinada de acuerdo con el valor de su función objetivo y representada en (5) por:

$$p_{best,i} = [p_{best,i1}, p_{best,i2}, \dots, p_{best,in}] \quad (5)$$

Así mismo, la mejor posición encontrada por todas las partículas del grupo (mejor posición global) se muestra en (6) por:

$$g_{best,i} = [gp_{best,i1}, g_{best,i2}, \dots, g_{best,in}] \quad (6)$$

El peso inercial se calcula de acuerdo con 7

$$\omega = \omega_{max} - \frac{\omega_{max} - \omega_{min}}{T} t \quad (7)$$

donde

ω_{max} , ω_{min} son los pesos máximos y mínimos respectivamente y que están dentro del rango de $[0.4,0.9]$, que representan términos heurísticos que logran un buen balance entre la exploración local y global.

T es el número total de iteraciones.

t es el número de iteración.

Con la finalidad de eliminar la tendencia que favorezca ya sea las búsquedas globales o locales, se hace un uso del factor llamado "factor de constricción", tal y como se muestra en (8).

$$k = \frac{2}{|2 - \varphi - \sqrt{\varphi^2 - 4\varphi}|} \quad (8)$$

donde: φ es la suma de $C_1 + C_2$.

En 2002, Clerc [17] explica que mediante los factores de aprendizaje C_1 y C_2 , es posible favorecer la mejor posición global; sin embargo, por practicidad suele darles el mismo valor a ambos. Aunque estudios sobre los factores de aprendizaje se encontró que, teniendo un $\varphi < 4$, el enjambre tiene una trayectoria en espiral, que avanza lentamente hacia alrededor de la mejor solución sin tener garantía de su convergencia. Con un $\varphi > 4$, se asegura una convergencia rápida. Tomando $\varphi = 4.1$, o sea $C_1 = C_2 = 2.05$, se tiene un valor de constricción $k = 0.72984$. Estas consideraciones resultan en el comportamiento del enjambre que eventualmente se limita a un área pequeña del es-

pacio de búsqueda factible que contiene la mejor solución conocida. En 2010, Sedighzadeh *et al.* [18] explica en (9), que la función de costo de producción de un generador eléctrico en función de la potencia activa y reactiva. Considerando una red eléctrica de N buses o barras y N_g generadores.

$$C = \sum_{i \in N_g} [C_{gpi}(P_{Gi}) + C_{gqi}(Q_{Gi})] \quad (9)$$

Sujeta a las siguientes restricciones de igualdad o desigualdad:

$$P_{Gi} - P_{Di} - \sum_{j \in N} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) = 0 \quad (10)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} - \sum_{j \in N} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) = 0 \quad (11)$$

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max} \quad i \in N_G \quad (12)$$

$$Q_{Gi}^{min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{max} \quad i \in N_G \quad (13)$$

$$|P_{ij}| \leq P_{ij}^{max} \quad i \neq j, j \in N \quad (14)$$

$$V_{i,min} \leq V_i \leq V_{i,max} \quad (15)$$

donde

P_{Gi}, Q_{Gi} es la potencia activa y reactiva del generador eléctrico en el bus i .

P_{Di}, Q_{Di} es la potencia activa y reactiva demandada en el bus i .

$C_{gpi}(P_{Gi})$ es la función de costo de la potencia activa en el bus i . Considerando $C_{gpi}(P_{Gi}) = \alpha P_{Gi}^2 + bP_{Gi} + C$, que es la curva de costo del generador eléctrico.

$C_{gqi}(Q_{Gi})$ es la función de costo de la potencia reactiva en el bus i .

La función de costo de potencia reactiva de generación está basada en el costo de oportunidad deducido a través de la curva de capacidad del generador, tal y como se muestra en la figura 3. Esencialmente el costo de oportunidad está basado en los procesos de la oferta y la demanda, pero es difícil determinar su valor exacto. En este documento de investigación se utilizará una forma simple de calcular el costo de la potencia reactiva de generación, en (16) se presenta cómo hacerlo.

$$C_{gqi}(Q_{Gi}) = [C_{gpi}(Q_{Gi,max}) - C_{gpi}(\sqrt{S_{Gi,max}^2 - Q_{Gi}^2})] K \quad (16)$$

donde

Q_{Gi} es la potencia reactiva del generador en el bus i .

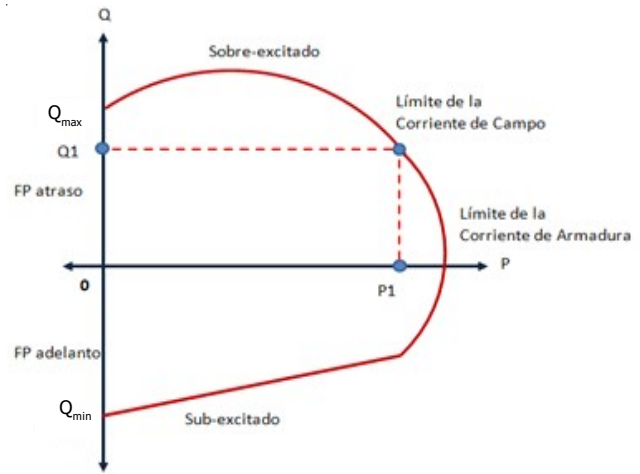


Fig. 3. Curva de capacidad de un generador eléctrico

$S_{(Gi,max)}$ la máxima potencia aparente del generador en el bus i .
 K es una constante porcentual de eficiencia de potencia reactiva, el cual se encuentra entre los valores de 5% [10].

2.1. Método

En esta investigación se utilizó el método cualitativo, con un tipo de investigación de estudio de caso, que sirve para estudiar a profundidad una población o muestra en particular. En esta sección se propone un modelo mediante un algoritmo para calcular el costo de potencia reactiva de generación, tomando el método de enjambre de partículas propuesto en 2018 por Fernández [19]. El método se implementó en el lenguaje de programación MATLAB® [20] y [21], a través de scripts con el propósito de analizar el costo de potencia reactiva de generación. Para la obtención del comportamiento en el caso de estudio, se requirió de estudios de flujos de potencia convencional y de ahí utilizarlo para aplicar el método de enjambre de partículas. El alcance de esta investigación es del tipo descriptivo, ya que con las simulaciones se obtendrá información de la potencia reactiva de la GCROR. Como una consecuencia de la solución de los flujos de potencia, se obtendrán las pérdidas eléctricas del SEP bajo prueba. Además, con la aplicación del modelo propuesto se explicará el comportamiento del costo de la potencia reactiva. Finalmente, es una investigación experimental, debido a que con la manipulación de las variables se obtendrá información relacionada a las pérdidas eléctricas en diferentes condiciones de operación y el costo de la potencia reactiva despachada. Para la obtención de los datos, se utilizará el programa MATLAB® donde se modelará la red de 400kV de la GCROR, misma que se encuentra descrita por Luna [10], y se programará el modelo propuesto para determinar el costo de genera-

ción de potencia reactiva. Los vaciados de flujos serán comparados con flujos de potencia del programa PSS®E mismo que servirá como validación de los flujos de potencia, tanto activo como reactivo y del fasor de voltaje. Las variables son el costo de generación de potencia reactiva como variable dependiente, y la mejor potencia reactiva despachada por los generadores eléctricos como variable independiente. A continuación, se describe el caso base de la red de 400kV de la GCROR. Debido a que en la simulación se requiere de información de la red en un instante determinado, con información del 2014, se toma un flujo de potencia activa del sureste al centro del país de 3078.5MW, con una demanda en la GCROR de 7816.6MW, con un flujo de potencia activa desde la GCROR hacia zona peninsular del país de 517.8MW, considerando un flujo de potencia activa en el enlace internacional de México-Centroamérica de 127.3MW, con una generación de 7677.3MW, tomando una carga industrial en un nivel de voltaje de 400kV de 100.8MW, tomando límites de control de voltaje desde 402.2kV hasta 419.2kV y tomando en cuenta que, para los nodos de CZM, IPO y TYS [22] los límites de control de voltaje son desde 403.8kV hasta 420.2kV.

La tabla 2 presenta las fuentes de potencia reactiva de generación que se encuentran en el ámbito de la GCROR. Destaca el hecho que, trece de los diez y siete nodos cuentan con reactores para el control del perfil de voltaje cuando la demanda es mínima, demás información la puede consultar en la tabla. La tabla 3 muestra las líneas de transmisión que cuentan con capacitores serie, observe que uno de capacitores serie se encuentra desconectado (TCL A3T40 YTP) por estar en mantenimiento preventivo.

La tabla 4 presenta los datos necesarios de potencia activa y reactiva de generación, así como también para los condensadores síncronos. En los nodos de EDO-400 y TMD-400 son condensadores síncronos y los restantes son generadores eléctricos. Demás información puede consultarla en la tabla. La figura 4 presenta el caso base en el programa PSS®E, en la imagen todos los capacitores serie se encuentran desconectados para poder compararlos con los resultados en

MATLAB®; sin embargo, para realizar la simulación se sumó la reactancia capacitiva con la de la línea de transmisión.

La tabla 5 presenta información de los fasores de voltaje en cada uno de los nodos que representan el caso de estudio. Resaltan dos subestaciones que se encuentran con un perfil de voltaje bajo, los cuales son: LAV con 0.995 p.u. (398kV) y MFA con 0.993 p.u. (397.2kV).

La figura 5 presenta el diagrama de flujo que representa el modelo PSO aplicado a la red de 400kV de la GCROR, mayor detalle sobre el diagrama de flujo puede consultarlo en [19]. El modelo comienza cargando el caso base de la red de la GCROR, realiza una simulación de flujos de potencia, el resultado de resolver flujos de potencia se obtiene la información de las pérdidas eléctricas, del fasor de voltaje, así como la potencia activa y reactiva de cada uno de los elementos eléctricos. Esta información servirá para formar las condiciones

Tabla 2. Líneas de transmisión que cuentan con capacitor serie en la red de 400kV de la GCROR.

	Subestación	Unidades de Generación en Servicio	Condensador Síncrono	Reactores
1	ETS-400	3	-	-
2	FET-400	6	-	-
3	EAT-400	3	-	-
4	CZM-400	-	-	1
5	EDO-400	-	1	2
6	IPO-400	-	1	-
7	JUI-400	-	-	4
8	LAV-400	2	-	2
9	ANG-400	4	-	1
10	MPS-400	5	-	1
11	PBD-400	-	-	2
12	PRD-400	-	-	1
13	TCL-400	-	-	2
14	THP-400	-	-	1
15	TMD-400	-	1	8
16	MMT-400	6	-	4
17	TUV-400	2	-	3

Tabla 3. Líneas de transmisión que cuentan con capacitor serie en la red de 400kV de la GCROR.

	LT que cuentan con CS	Estado
1	JUI A3040 MMT	En servicio
2	JUI A3140 MMT	En servicio
3	JUI A3T90 MMT	En servicio
4	TCL A3U20 EDO	En servicio
5	TCL A3U30 EDO	En servicio
6	TCL A3540 TMD	En servicio
7	TCL A3T40 YTP	Fuera de servicio por mantenimiento
8	TMD A3360 MID	En servicio
9	TMD A3260 CHM	En servicio
10	PBD A3460 TMD	En servicio
11	PBD A3920 OJP	En servicio

Tabla 4. Datos de potencia activa y reactiva de generación y condensadores síncronos para la red de 400kV de la GCROR.

No. Bus	Bus	Pg	Qg	Qmax	Qmin	Vg	Pmax	Pmin
1	MMT-400	1560	-85.8	790.002	-880.002	1.01	1800	1450
7	EDO-400	0	54.4	300	-300	1.023	0	0
9	IPO-400	675.1	4.3	300	-300	1.022	676	675
10	JUI-400	96.2	35.9	35.9	36	1.03	95.6	95.4
11	LAV-400	1500	-20.5	850	-560	0.995	1600	800
15	ANG-400	640	5.6	238.8	-314	1.0188	720	640
16	MPS-400	775	-55.8	425	-675	1.02	900	675
25	TMD-400	0	-56.4	300	-300	1.022	0	0
27	TTE-400	1831	-46.9	408	-332	1.03	2000	1400
28	TUV-400	600	15.5	338.38	-290.8	1.0225	700	350
Total =	-	7,677.3	-149.7	3,986.082	-3,915.802	-	8,491.6	6,085.4

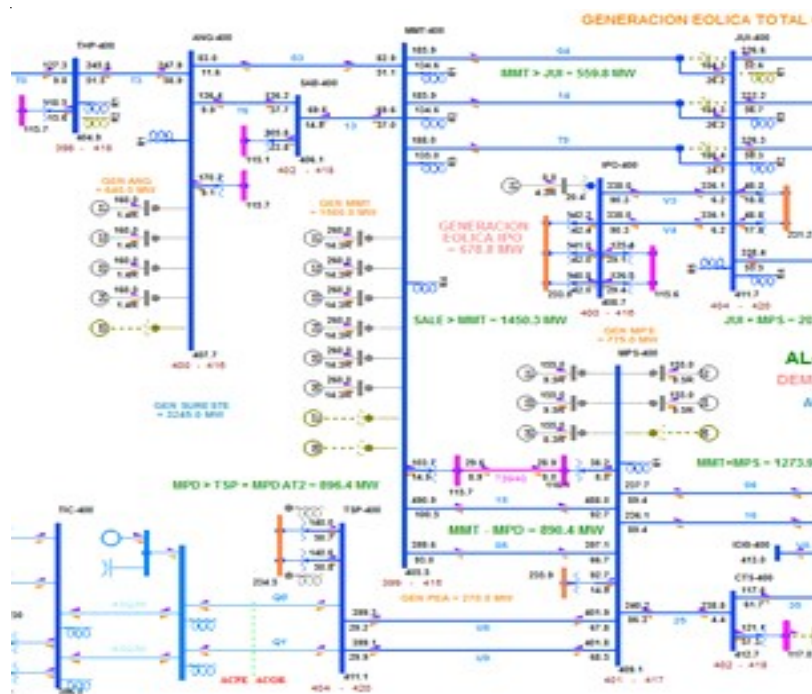


Fig. 4. Caso base del mes de abril de 2014, demanda máxima de la red de 400kV de la GCROR.

iniciales. Posteriormente, son definidas las posiciones de las partículas de forma aleatoria y se corren flujos de potencia para cada partícula guardando a través de un ciclo, las penalizaciones o violaciones de voltaje en los buses. Además, se busca y se guardan las penalizaciones de potencia reactiva de generación. Se determinan las pérdidas eléctricas en cada iteración, y se guardan en un vector. En este punto del proceso son evaluadas todas las soluciones y se elige aquella que tenga las mejores características, esta partícula o solución se denomina *pbest* y *gbest*. Las características de la mejor solu-

ción local y global se utilizan como valores de aprendizaje y junto con valores aleatorios se actualiza la velocidad dada por (2). Nuevamente se determinan las nuevas posiciones y la velocidad de cada partícula volviendo a realizar flujos de potencia para cada partícula. Con los nuevos valores se busca y se guarda, a través de un ciclo, las penalizaciones o violaciones de voltaje en los buses. Además, se busca y se guardan las penalizaciones de potencia reactiva de generación. Nuevamente se determinan las pérdidas eléctricas de cada iteración y se guardan en un vector. Finalmente con los valores

Tabla 5. Valores del fasor de voltaje, obtenidos de la simulación de flujos de potencia con MATLAB de la red de 400kV de la GCROR.

No.	Subestación	Voltaje		Generación		Carga	
		Mag [pu]	Ang [pu]	P [MW]	Q [MVA]	P [MW]	Q [MVA]
1	TTE	1.03	-0.650*	1731.23	30.21	980.4	-122.4
2	CBE	1.016	-18.651	-	-	-	-
3	CHM	1.029	-7.241	-	-	76	54
4	CTS	1.028	-6.014	-	-	121.1	57.3
5	CYR	1.014	-11.52	-	-	5.8	-9.5
6	CZM	1.013	-11.505	-	-	-	-
7	EDO	1.023	-8.51	0	9.1	73.5	7.8
8	IDB	1.029	-6.14	-	-	15	5
9	IPO	1.017	3.406	675.1	4.3	0	184.9
10	JUI	1.025	-1.847	96.2	35.9	-	-
11	LAV	0.995	-2.328	1500	-291.3	195.6	4.9
12	LRP	1.01	-14.166	-	-	323	11.9
13	MFA	0.993	-5.349	-	-	521.8	24.6
14	MID	1.029	-6.129	-	-	195.6	48.4
15	ANG	1.019	3.856	640	2.22	170.2	-9.1
16	MPS	1.02	-1.47	775	-68.88	130.9	-6.9
17	MPT	1.005	-15.07	-	-	220.8	63.7
18	OJP	1.014	-13.4	-	-	116.7	74.7
19	PBD	1.011	-13.758	-	-	377.4	13.6
20	PPT	1.024	-3.269	-	-	179.2	11.6
21	PRD	1.026	-3.037	-	-	192.5	-38.1
22	SAB	1.013	2.563	-	-	205.8	22.8
23	TCL	1.017	-13.129	-	-	329.6	22.1
24	THP	1.012	-2.478	-	-	245.8	-25.4
25	TMD	1.022	-8.861	0	20.92	156.8	-26.6
26	TSP	1.025	-6.863	-	-	798.4	-59.1
27	MMT	1.01	2.869	1560	-237.46	103.7	14.9
28	TUV	1.023	-6.416	600	-35.87	1021.1	-269.2
29	TYS	1.014	-13.42	-	-	80	7.9
30	YTP	1.015	-18.648	-	-	664.7	33.8
Total:				7577.53	-530.87	7501.4	97.6

encontrados de mejor posición y velocidad, se procede a calcular el costo de generación de acuerdo con (16). A continuación, se presentan los resultados a través de tablas y figuras, así como la explicación de las mismas.

La tabla 6 presenta el vaciado de flujos de potencia utilizando el método de PSO, observe que los perfiles de voltajes en cada uno de los nodos están dentro de sus rangos. De igual forma, la potencia reactiva de generación está dentro de los límites

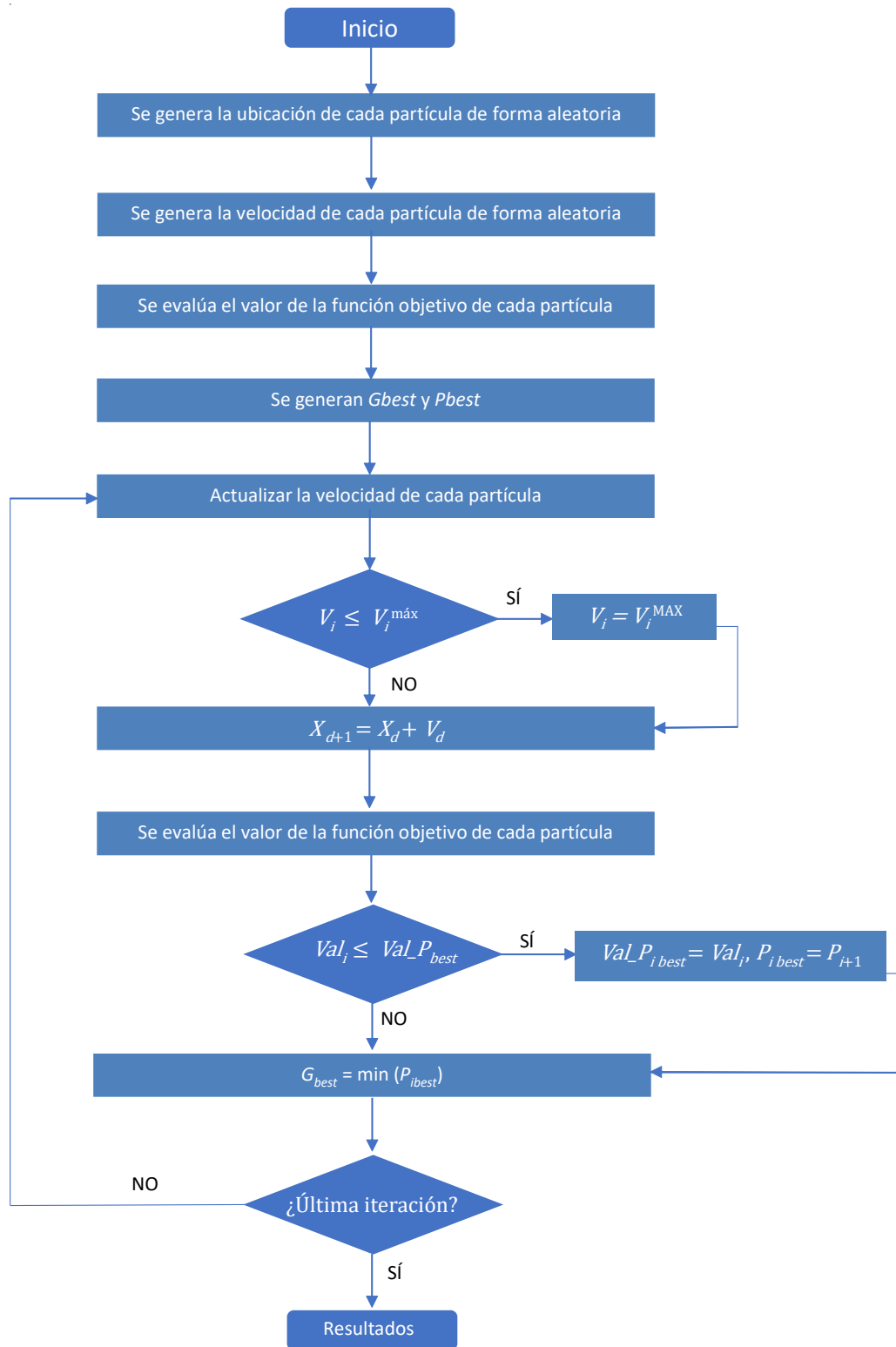


Fig. 5. Modelo PSO aplicado a la red de 400kV de la GCROR [19].

Tabla 6. Resultado de aplicar el PSO a la red de 400kV de la GCROR.

No.	Subestación	Voltaje		Generación			Carga	
		Mag (pu)	Mag (KV)	Ang (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	TTE	1.027	410.8	-0.650*	1727.82	-42.9	980.4	-122.4
2	CBE	1.036	414.4	-17.855	-	-	-	-
3	CHM	1.042	416.8	-6.804	-	-	76	54
4	CTS	1.041	416.4	-5.614	-	-	121.1	57.3
5	CYR	1.037	414.8	-11.021	-	-	5.8	-9.5
6	CZM	1.036	414.4	-11.006	-	-	-	-
7	EDO	1.037	414.8	-8.029	0	-32.85	73.5	7.8
8	IDB	1.041	416.4	-5.736	-	-	15	5
9	IPO	1.038	415.2	3.452	675.1	4.3	0	184.9
10	JUI	1.045	418	-1.59	96.2	35.9	-	-
11	LAV	1.033	413.2	-2.465	1500	-141.11	195.6	4.9
12	LRP	1.03	412	-13.548	-	-	323	11.9
13	MFA	1.032	412.8	-5.269	-	-	521.8	24.6
14	MID	1.041	416.4	-5.726	-	-	195.6	48.4
15	ANG	1.029	411.6	3.935	640	-152.24	170.2	-9.1
16	MPS	1.031	412.4	-1.188	775	-283.45	130.9	-6.9
17	MPT	1.025	410	-14.416	-	-	220.8	63.7
18	OJP	1.033	413.2	-12.787	-	-	116.7	74.7
19	PBD	1.031	412.4	-13.155	-	-	377.4	13.6
20	PPT	1.029	411.6	-3.283	-	-	179.2	11.6
21	PRD	1.027	410.8	-3.043	-	-	192.5	-38.1
22	SAB	1.035	414	2.633	-	-	205.8	22.8
23	TCL	1.037	414.8	-12.545	-	-	329.6	22.1
24	THP	1.022	408.8	-2.273	-	-	245.8	-25.4
25	TMD	1.035	414	-8.368	0	-113.75	156.8	-26.6
26	TSP	1.036	414.4	-6.462	-	-	798.4	-59.1
27	MMT	1.037	414.8	2.904	1560	155.09	103.7	14.9
28	TUV	1.018	407.2	-6.41	600	-73.81	1021.1	-269.2
29	TYS	1.033	413.2	-12.806	-	-	80	7.9
30	YTP	1.036	414.4	-17.853	-	-	664.7	33.8
Total:					7574.12	-644.82	7501.4	97.6

de operación de acuerdo con la curva de capacidad de cada uno de ellos. La figura 6 presenta el comportamiento del perfil de voltaje global en los nodos que participan aplicando el método PSO. Como era de esperarse, para mantener el perfil de voltaje dentro de las bandas permitidas y poder reducir las pérdidas eléctricas, se requiere un aumento de la potencia reactiva cercana donde se requiere. En un mercado eléctrico

competitivo, es económicamente más redituable reducir las pérdidas eléctricas que la potencia reactiva de generación.

La figura 7 presenta el comportamiento del perfil de voltaje global en cada uno de los nodos que participan en la optimización. Observe que, las subestaciones LAV, ANG, MPS, TMD y MMT fue necesario el suministro de potencia reactiva

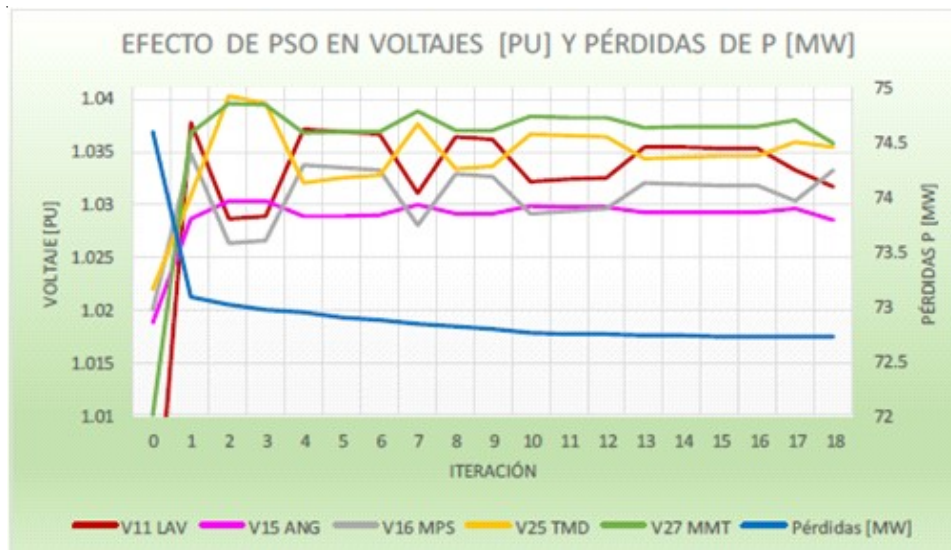


Fig. 6. Comportamiento del perfil de voltaje global en nodos que participan en la optimización.

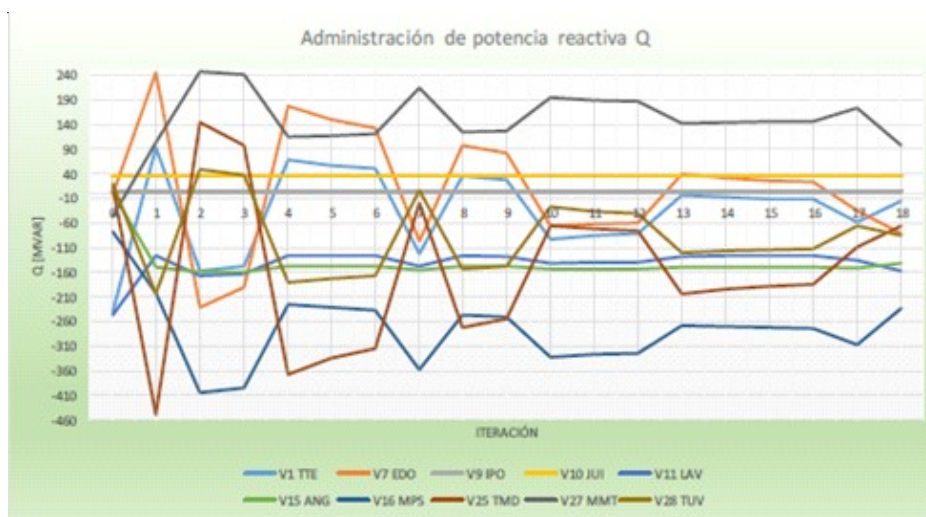


Fig. 7. Comportamiento del perfil de voltaje global en los nodos que participan en la optimización.

de generación. En el caso particular de la subestación TMD el suministro de potencia reactiva es menor comparado con las restantes subestaciones. Lo anterior, es debido a que este nodo se encuentra cerca de aquellos que requieren de potencia reactiva.

La tabla 7 presenta el despacho de potencia reactiva de generación aplicando y sin aplicar el PSO. Aplicando el método de PSO, se observa que: en la subestación LAV pasa de -291.3 a -

157.76 MVar's, ANG pasa de 2.22 a -141.57 MVar's, MPS pasa de -68.88 a -234.13MVar's, MMT pasa de -237.46 a 97.62MVar's, demás información puede consultarla en la tabla.

La tabla 8 presenta el costo de la potencia reactiva de generación en la red de 400kV de la GCROR. Observe que el costo de la potencia reactiva de generación aplicando PSO en la subestación MMT es caro (\$38.2273/MVar) comparado con el de la subestación TUV (\$1.4133/MVar). Pero, cuando no se

Tabla 7. Despacho de potencia reactiva de generación aplicando PSO y sin aplicar el PSO.

Subestación	Sin PSO		Con PSO	
	Q [MVar]	V [KV]	Q [MVar]	V [KV]
V1 TTE	30.21	412	-14.57	413.0
V7 EDO	9.1	409.2	-81.78	414.6
V9 IPO	4.3	406.8	4.30	414.7
V10 JUI	35.9	410	35.90	410.4
V11 LAV	-291.3	398	-157.76	412.7
V15 ANG	2.22	407.6	-141.57	411.7
V16 MPS	-68.88	408	-234.13	413.3
V25 TMD	20.92	408.8	-65.08	414.2
V27 MMT	-237.46	404	97.62	414.3
V28 TUV	-35.87	414.7	-85.79	408.3
Suma	-530.86		-642.86	

Tabla 8. Costo de la potencia reactiva en la red de 400kV de la GCROR, aplicando el PSO y sin aplicar el PSO.

Subestación	Sin PSO [\$/MVar]	Con PSO [\$/MVar]
TTE	0.4471	2.9361
EDO	-	-
IPO	-	-
JUI	-	-
LAV	47.1425	8.7783
ANG	0.0032	21.6152
MPS	2.3863	38.2273
TMD	-	-
MMT	14.3953	5.7967
TUV	0.8279	1.4133
Total	65.2023	78.7669

aplica el PSO en la subestación LAV es más cara (\$47.1425/MVar's) comparado con ANG (\$0.0032/MVar's). Demás información puede consultarla en la tabla.

3. Conclusiones

De acuerdo con lo desarrollado en este artículo de investigación, se obtuvieron las siguientes conclusiones, las cuales se presentan a continuación:

Una de las ventajas que presenta el método de optimización PSO, es que se consiguen soluciones aceptables con poco esfuerzo computacional.

El método de optimización PSO toma en cuenta su posición actual para continuar su exploración en el espacio de búsqueda. Por lo que, aunque sea una exploración aleatoria realiza su búsqueda de manera controlada, tomando en cuenta las mejores soluciones que consiguió anteriormente.

Los factores de aprendizaje C_1 y C_2 son de gran importancia ya que definen el tipo de búsqueda que uno necesita para la solución de su sistema. Se hace notar que estos factores de aprendizaje dependen de la configuración topológica de la red bajo estudio, y depende del comportamiento en cada iteración para ajustarlos. Para esta investigación se utilizaron factores de aprendizaje de $C_1 = 0.01$ y $C_2 = 0.1$ para tener una búsqueda más dispersa.

El modelo propuesto es una herramienta práctica, ya que no es necesario modelar toda la red eléctrica para su funcionamiento. Esto se explica debido a que el impacto que tiene la potencia reactiva, es en forma local, es decir, es posible utilizar equivalentes para tener una red reducida.

Con el desarrollo del presente trabajo de investigación, se obtuvieron las siguientes contribuciones: se desarrolló un modelo que incluye el método PSO que reduce las pérdidas eléctricas realizando varias combinaciones de perfiles de voltaje en nodos con recursos de potencia reactiva y el de costo de la potencia reactiva de generación, se desarrolló una aplicación en el lenguaje de programación MATLAB®, como herramienta de aplicación general para las redes de prueba y redes reales como fue nuestro caso.

Agradecimientos

Los autores agradecen a la Benemérita Universidad Autónoma de Puebla (BUAP) por el apoyo para presentar este trabajo de investigación.

Referencias

- [1] A. Sedaghati, "Cost of Transmission System Usage Based on an Economic Measure," *Transactions on Power Systems*, vol. 21, núm. 2, pp. 466-473, 2006.
- [2] K. Bhattacharya, M. H. Bollen, & J. E. Daaler, *Operation of Restructured Power Systems*, Norwell, Massachusetts: Kluwer Academic Publishers, 2001.
- [3] Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión Mexicano, DECRETO por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía, 20 diciembre 2013. [En línea]. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5327463&fecha=20/12/2013. [Último acceso: 13 septiembre 2013].

- [4] Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión Mexicano, Ley de la Industria Eléctrica, 11 agosto 2014. [En línea]. Disponible en: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec_110814.pdf. [Último acceso: 13 septiembre 2017].
- [5] Centro Nacional de Control de Energía, "Formulación Matemática del Modelo de Asignación de Unidades con Restricciones de Seguridad y Cálculo de Precios Marginales Locales y de Servicios Conexos en el Mercado de un Día en Adelanto," enero 2016. [En línea]. Disponible en <http://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Formulaci%C3%B3n%20Matem%C3%A1tica%20Modelo%20AU-MDA%20y%20PML%20v2016%20Enero.pdf>. [Último acceso: 23 septiembre 2017].
- [6] Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión Mexicano, *RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional*, 08 abril 2016. [En línea]. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432509&fecha=08/04/2016. [Último acceso: 24 septiembre 2017].
- [7] J. W. Lamont, J. Fu, "Cost Analysis of Reactive Power Support," *IEEE Transactions on Power System*, vol. 14, núm. 3, pp. 890-898, 1999.
- [8] J. J. Grainger, W. D. Stevenson, *Análisis de Sistemas de Potencia*, México: McGraw Hill, 2007.
- [9] J. H. Tovar Hernández, M. Jiménez Jiménez, G. Gutiérrez Alcaráz, "Metodología Basada en Sensibilidades para Asignar Costos de Servicios de Control de Voltaje y Potencia Reactiva en Mercados Eléctricos Desregulados," *Computación y Sistemas*, pp. 58-66, 2002.
- [10] S. Luna Quroz, *Estudio de estabilidad transitoria en la red de 400 kV del sistema eléctrico de potencia del área de control oriental para mejorar su confiabilidad*, Puebla: BUAP, 2015.
- [11] M. Farzaneh, S. Farokhi, W. A. Chisholm, *Electrical Design of Overhead Power Transmission Lines*, United States of America: McGraw-Hill, 2013.
- [12] Comisión Federal de Electricidad, *Curso de Control de Voltaje*, México: CFE, 2011.
- [13] Z. Junfang, M. Qinguo, D. Xinzhou, "Real-Time Pricing of Reactive Power Considering Value of Reactive Power Resources," *CICED*, pp. 1-6, 2008..
- [14] P. S. Kate, P. R. Khatri, "Determination or Price of Reactive Power Services in Deregulated Electricity Market Using Particle Swarm Optimization," *National Power Systems Conference*, pp. 1-5, 2012.
- [15] X. Hu, *Swarm Intelligence*, 2006. [En línea]. Disponible en: <http://www.swarmintelligence.org/index.php>. [Último acceso: 19 octubre 2017].
- [16] R. L. Bla, *Sintonización de un Controlador PID usando Particle Swarm Optimization en un Control Automático de Generación de un Sistema Eléctrico de Potencia Multiárea*, España: Universidad de Sevilla, 2014.
- [17] J. K. Clerc, "The Particle Swarm Explosion, Stability and Convergence in Multidimensional Complex Space," *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, vol. 6, núm. 1, 2002.
- [18] M. Sedighzadeh, A. Rezazadeh, M. Seyed Yazdi, "Pricing of Reactive Power Service in Deregulated Electricity Markets Based on Particle Swarm Optimization," *International Journal of Computer and Electrical Engineering*, vol. 2, núm. 6, pp. 960-963, 2010
- [19] O. Fernandez Galindo, *Modelo Estocástico para Evaluar el Costo de Potencia Reactiva de Generación de la Gerencia de Control Regional Oriental del Centro Nacional de Control de Energía*, Puebla: BUAP, 2018
- [20] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, R. J. Thomas, "Matpower: Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education," *Power Systems, IEEE Transactions*, vol. 26, núm. 1, pp. 12-19, 2011.
- [21] R. D. Zimmerman y C. E. Murillo Sánchez, MATPOWER, 21 febrero 2019. [En línea]. Disponible en: <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>. [Último acceso: 14 abril 2019].
- [22] CENACE, Catálogos de Nodos, 15 junio 2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.cenace.gob.mx/paginas/publicas/mercadooperacion/nodosp.aspx>. [Último acceso: 27 abril 2019].
- [23] L. Y. Villagrán-Villegas, I. V. Hernández-Rodríguez, J. C. Anzelmetti-Zaragoza, A. Marquina-Chávez, C. M. Calderón-Ramón, "Generalidades de estrategias de control en aerogeneradores de transmisión directa," *Científica*, vol. 21, núm. 1, enero-junio 2017.
- [24] I. Carvajal-Mariscal, P. Quinto-Diez, J. E. Flores-Ortega, R. Bravo-Cadena, C. A. Real-Ramírez, "Aplicación de la teoría del costo exergetico para el análisis de un sistema de refrigeración con subenfriamiento por un enfriador termoeléctrico," *Científica*, vol. 21. núm, 1, enero-junio 2017.

