

Hybrid Binary PSO for Transmission Expansion Planning Considering N-1 Security Criterion

L. Ledezma, *Student Member, IEEE*, and G. Alcaraz, *Senior Member, IEEE*

Abstract—This paper presents a hybrid method based on the metaheuristic Particle Swarm Optimization (PSO) and quadratic programming (QP) for solving the multi-stage transmission expansion planning (TEP) problem. PSO solves the investment problem and QP solves the operational cost problem. Transmission losses and the N-1 security criterion are included in this model to give a more comprehensive approach. Undertaking a complete N-1 security analysis for any network topology is time consuming. To improve the convergence speed and to reduce computational effort, Line Outage Distribution Factors (LODF) are used to calculate the line's post-contingency power flows. The proposed approach is initially validated through numerical simulations of the classic Garver's system, and its performance is later tested and compared with other in the literature on the IEEE 24-bus system.

Index Terms—Linear programming, Heuristic optimization, Transmission expansion planning problem.

I. NOMENCLATURA

N_n	Número total de nodos
N_g	Número total de generadores
Y	Número total de periodos para el horizonte de planificación
B_{mq}	Suceptancia de la línea que conecta los nodos m y q
G_{mq}	Conductancia de la línea que conecta los nodos m y q
X_{mq}	Reactancia de la línea que conecta los nodos m y q
r	Tasa de descuento
τ	Costo de energía no servida (\$/MWh)
c_{mq}	Costo de construcción de la línea que conecta los nodos m y q (M\$)
$C(P_{g_i})$	Curva de costo total de producción del generador i
α_i	Coefficientes constante de la función de costo de producción del generador i (\$)
β_i	Coefficientes lineal de la función de costo de producción del generador i (\$/MWh)
γ_i	Coefficientes cuadrático de la función de costo de producción del generador i (\$/MWh ²)
Mg	Matriz de conectividad de los generadores
S	Matriz de incidencia nodo-rama
Pd_k	Potencia activa demanda en el nodo k (MW)
Pg_i^{min}, Pg_i^{max}	Límites mínimos y máximos de generación de potencia activa del generador i (MW)
N_{mq}^0	Número de circuitos existentes entre los nodos m y q

Este trabajo fue realizado con los apoyos brindados por el Tecnológico Nacional de México bajo el proyecto 6767.18-P “Técnicas de optimización heurísticas para la planificación y operación de sistemas eléctricos modernos.”

Luis F. Fuerte está con el Centro Nacional de Control de Energía CDMX, México. E-mail: fernando.fuerte@hotmail.com.

Guillermo Gutiérrez-Alcaraz está con el Programa de Graduados e Investigación en Ingeniería Eléctrica del Tecnológico Nacional de México/I.T. Morelia, Morelia, Mich., México. E-mail: ggutier@itmorelia.edu.mx.

N_{mq}^{Max}	Número máximo de circuitos que se pueden agregar entre los nodos m y q
CT	Función objetivo
Ω	Conjunto de líneas candidatas
P_{mq}	Flujo de potencia activa a través de la línea que conecta los nodos m y q (MW)
P_{mq}^{Max}	Flujo máximo de potencia activa en la línea que conecta los nodos m y q (MW)
P_{mq}^{loss}	Pérdidas de potencia activa en la línea que conecta los nodos m y q (MW)
Pg_i	Potencia activa generada por el generador i en el nodo k (MW)
GV_i	Generación activa virtual en el nodo i (MW)
θ_m	Angulo de voltaje complejo en el nodo m (radianes)
N_{mq}	Número de nuevos circuitos entre los nodos m y q

II. INTRODUCCION

LA expansión de las redes de transmisión representa el componente más grande del sistema de potencia y son el medio físico por el cual la energía producida por las centrales eléctricas es transportada hacia los centros de consumo, manteniendo la interconexión entre todo el sistema. Las redes de transmisión se han desarrollado extensamente, dando lugar a la creación de sistemas eléctricos interconectados, expandiéndose por vastas regiones geográficas [1].

La planificación de la expansión de la transmisión (Transmission Expansion Planning, TEP) se puede clasificar en estática o dinámica, según como se considere el periodo de estudio [2]. En la planificación estática se busca el conjunto de líneas que es necesario añadir para un año determinado en el horizonte de planificación. En la planificación dinámica o multietapa se consideran múltiples años o etapas y se determina la red requerida al final de cada etapa. En este caso el modelo tiene restricciones temporales que representan el acoplamiento entre los años sucesivos del horizonte de planificación. La TEP se convierte en uno de los principales desafíos en la optimización de sistema eléctricos de potencia debido a la naturaleza del problema, ya que es complejo, de gran tamaño, no lineal y combinatorio.

La TEP ha sido abordado desde mediados del siglo pasado mediante métodos clásicos o matemáticos y recientemente mediante técnicas heurísticas y Meta-heurísticas [3]. Los métodos heurísticos fueron desarrollados para hacer frente a problemas de optimización muy complejos, encontrando buenas soluciones en tiempo razonable. La mayoría de métodos heurísticos se basan en algunos comportamientos biológicos. Básicamente todos estos inician en algún punto arbitrario y avanzan hacia una mejor solución a través de una búsqueda guiada. Una de las primeras propuestas heurísticas fue presentada por Fischl [4], quien introdujo el concepto de “red

adjunta” para producir los cambios necesarios en la susceptancia de las líneas de transmisión y así minimizar el costo de inversión. Utilizó un procedimiento llamado “Método del vecino más cercano” para encontrar el valor discreto más cercano de la susceptancia. En años recientes, métodos heurísticos de optimización no convexos han sido utilizados para dar solución a la TEP, de entre ellos se encuentran los algoritmos genéticos (Genetic Algorithms, GA) [5][6][7][8]. Los GAs consisten en una función matemática o una rutina que simula el proceso evolutivo de las especies, teniendo como objetivo encontrar soluciones a problemas específicos de maximización o minimización. En estos, las variables de decisión son códigos binarios, códigos de valores reales o códigos de valores enteros, en forma de una cadena de genes llamados cromosomas, estos representan una posible solución al problema y equivale a un punto en el espacio de solución. Un modelo extendido de los GA para resolver la TEP, la cual presenta una población inicial obtenida de métodos de optimización convencional y una propuesta de mutación inspirada en la técnica de recocido simulado (Simulated Annealing, SA) se presenta en [8]. El nombre e inspiración viene del proceso del recocido del acero y cerámicas, éste se utiliza en las industrias para obtener materiales más resistentes o más cristalinos, en general, para mejorar las cualidades de un material.

Recientemente, la optimización de enjambre de partículas (Particle Swarm Optimization, PSO) ha sido ampliamente utilizada para hacer frente a problemas de optimización. PSO es una novedosa técnica Meta-heurística, que utiliza la inteligencia del enjambre generada por la cooperación y la competencia entre las partículas en un enjambre. Las técnicas Meta-heurísticas son un híbrido entre las técnicas de programación matemática y las técnicas heurísticas [3]. El problema estático de la TEP (Static Transmission Expansion Planning, STEP) considerando la suficiencia de las líneas y el criterio de seguridad N-1, es resuelto mediante un algoritmo discreto de PSO (Discrete Particle Swarm Optimization, DPSO) en [9]. Sin embargo, las pérdidas por transmisión son ignoradas. Una metodología de dos etapas, basada en PSO, para resolver el STEP es reportada en [10]. La primera etapa encuentra un conjunto reducido de rutas de expansión mediante un algoritmo heurístico constructivo (Constructive Heuristic Algorithm, CHA), reduciendo eficientemente el espacio de búsqueda. Con este conjunto reducido de rutas de expansión, el PSO determina el plan óptimo de expansión del sistema eléctrico. La red eléctrica es modelada usando la formulación clásica de flujos de CD. Sin embargo, las pérdidas por transmisión y el criterio de seguridad N-1 son ignorados. Dada la naturaleza discreta del problema, un enfoque mejorado del algoritmo PSO es adoptado en [11]. Esto incluye una adaptación evolutiva de la regla de movimiento de PSO, así como varias modificaciones para asegurar que a lo largo del proceso iterativo cada solución candidata es técnicamente factible. Otra versión modificada de PSO que usa una diversidad controlada como una medida para guiar a la población de enjambre para superar el problema de la convergencia prematura en el PSO básico, además de un enjambre de alta diversidad inicial para cubrir eficientemente el espacio de búsqueda es reportado en [12]. Con el aumento del número de nodos de la red, el método estándar de PSO

encuentra dos problemas importantes, dispersión y mantenimiento de una distancia mínima entre las partículas dispersas, causando una rápida convergencia y alcanzando óptimos locales. Para superar estos problemas, se presenta un método paralelo de PSO y los resultados demuestran la eficacia de este enfoque para la TEP de redes medianas [13].

Una metodología híbrida de dos fases, para resolver el problema de la TEP dinámica se reporta en [14]. La primera fase, mediante el CHA de menor esfuerzo, determina una lista reducida de líneas candidatas. Este CHA se utiliza para cada uno de los periodos en el horizonte de planificación, teniendo en cuenta que la demanda aumenta 5% por periodo. En la segunda etapa, un algoritmo discreto evolutivo PSO (Discrete Evolutionary Particle Swarm Optimization, DEPSO), se aplica con la lista reducida de líneas candidatas como entrada para construir el plan de expansión final. La TEP incorporando generación distribuida solar y resuelto por un algoritmo evolutivo PSO (Evolutionary Particle Swarm Optimization, EPSO) es reportado en [15]. Una comparación de rendimiento entre enfoques de optimización basados en técnicas Meta-heurísticas para resolver la TEP dinámica se reporta en [16]. El objetivo es encontrar las mejores secuencias que minimicen el costo valor presente de las inversiones y las pérdidas por transmisión. Se evalúa el rendimiento de las técnicas Meta-heurísticas a través de un índice que mide la calidad de las mejores secuencias encontradas. El criterio de seguridad no se considera.

Dado que el PSO no requiere clasificación de valores de la función de costos de soluciones en cualquier proceso y las actualizaciones de velocidad y posición solo requieren una simple operación aritmética de números reales [17], esto justifica el uso del PSO binario (Binary Particle Swarm Optimization, BPSO) dado el buen desempeño en la solución de problemas con espacios de búsqueda discretos [18].

El objetivo principal de este trabajo es el desarrollo de una metodología híbrida basada en un algoritmo BPSO y programación cuadrática con restricciones cuadráticas, para resolver el problema dinámico de la TEP considerando pérdidas por transmisión y el criterio de seguridad N-1. Actualmente, la mayoría de los sistemas de potencia deben de cumplir con este criterio de seguridad N-1, de ahí la importancia para ser incluido en la TEP. Para cumplir con el criterio de seguridad N-1, el total de contingencias deben ser evaluadas y la condición operativa del sistema bajo contingencia debe ser analizada, en este caso mediante un flujos óptimo de potencia (Optimal Power Flow, OPF), lo que se traduce en mayores esfuerzos computacionales y tiempos de solución. Para evitar este inconveniente, las nuevas condiciones operativas en contingencia, se estiman mediante el uso de los factores de distribución de pérdida de línea (Line Outage Distribution Factors, LODF) y solo aquellas que presenten sobrecargas se analizan mediante un OPF. El BPSO propuesto utiliza una codificación adecuada para representar la topología de la red, y actualizaciones eficientes de velocidad y posición que permiten realizar una mejor búsqueda en el espacio de soluciones factibles.

El resto del artículo se describe a continuación. La

formulación matemática para la TEP se presenta en la Sección III. Dos caso de estudio, en los sistemas de Garver y del IEEE de 24 nodos, son reportados en la Sección IV. Finalmente las conclusiones de este trabajo se reportan en la Sección V.

III. MODELO MATEMATICO DEL TEP

El objetivo del TEP, es minimizar los costos de inversión, costos de generación de unidades térmicas y costos de energía no suministrada (1), mientras se satisfacen las restricciones operativas, económicas y de seguridad del suministro eléctrico. Matemáticamente el problema se puede formular como:

$$\text{Min } CT = \sum_{y=1}^Y \left[\frac{\sum_{mq \in \Omega} c_{mq,y} N_{mq,y} + \sum_{i=1}^{Ng} C_i (Pg_{i,y}) + \tau \sum_{i=1}^{Nn} GV_{i,y}}{(1+r)^y} \right] \quad (1)$$

$$S. a \quad MgPg_j + SP_{mq,j} + GV_j = Pd_j + SP_{mq,j}^{loss} \quad \forall j=1, \dots, Nn \quad (2)$$

$$P_{mq,y} - B_{mq} (N_{mq}^0 - N_{mq}) (\theta_m - \theta_q) = 0 \quad (3)$$

$$-P_{mq}^{Max} (N_{mq}^0 - N_{mq}) \leq P_{mq,y} + P_{mq,y}^{loss} \leq (N_{mq}^0 - N_{mq}) P_{mq}^{Max} \quad (4)$$

$$Pg_i^{Min} \leq Pg_{i,y} \leq Pg_i^{Max} \quad \forall i=1, \dots, Nn; \quad \forall y=1, \dots, Y \quad (5)$$

$$0 \leq GV_{i,y} \leq Pd_{i,y} \quad \forall i=1, \dots, Nn; \quad \forall y=1, \dots, Y \quad (6)$$

$$P_{mq}^{loss} = \left(\frac{G_{mq}}{B_{mq}^2} \right) P_{mq}^2 = (G_{mq} X_{mq}^2) P_{mq}^2 \quad (7)$$

$$0 \leq N_{mq} \leq N_{mq}^{Max} \quad \forall m, q \in \Omega \quad (8)$$

La restricción (2) representa el balance de energía nodal: la suma de generación más el flujo en las líneas conectadas menos las pérdidas en las líneas deben satisfacer la demanda en todos los nodos para todos los periodos. La matriz Mg permite colocar más de un generador en un nodo, en donde las filas corresponden a los nodos y las columnas a los generadores. Si la posición $Mg(i, j)$ es igual a uno, significa que el generador j se encuentra en el nodo i . La restricción (3) representa el flujo de potencia activa en las líneas de transmisión, la restricción (4) representa el límite máximo permitido en las líneas de transmisión, la restricción (5) representa los límites de potencia activa de las unidades de generación, la restricción (6) representa los límites de potencia activa de las unidades de generación virtuales, la restricción (7) representa las pérdidas por transmisión, y la restricción (8) representa el límite máximo de número de circuitos.

Los costos totales de producción de cada generador térmico se expresan por una función cuadrática de la forma:

$$C_i (Pg_i) = \alpha_i + \beta_i Pg_i + \gamma_i Pg_i^2 \quad (9)$$

A. Optimización por Enjambres de Partículas Binario

El BPSO es una variante del PSO, en la cual se hace uso de una transformación sigmoide (sigmoid transformation) a la velocidad de la partícula para obtener valores enteros entre un rango de [0,1]. En éste se determina una matriz de posición (k es el número de iteración e i es el número de partícula) descrita por:

$$P^{k,i} = \begin{bmatrix} P_{1,1}^{k,i} & P_{1,2}^{k,i} & P_{1,3}^{k,i} & K & P_{1,N}^{k,i} \\ P_{2,1}^{k,i} & P_{2,2}^{k,i} & P_{2,3}^{k,i} & K & P_{2,N}^{k,i} \\ P_{3,1}^{k,i} & P_{3,2}^{k,i} & P_{3,3}^{k,i} & K & P_{3,N}^{k,i} \\ M & M & M & O & M \\ P_{y,1}^{k,i} & P_{y,2}^{k,i} & P_{y,3}^{k,i} & K & P_{y,N}^{k,i} \end{bmatrix} \quad (10)$$

Cada elemento de la matriz $P^{k,i}$ corresponde a un número binario (0,1) representando el estado de las líneas candidatas (0 línea no activa y 1 línea activa). De tal manera que al interactuar con él e ir modificando su contenido, se obtendrá una topología distinta de la red. Esta matriz cuenta con una restricción, que indica cuando una línea es seleccionada en un periodo determinado, ésta debe permanecer en todos los periodos subsecuentes, en otras palabras la posición n de una partícula para un $p=x$, si $P_{y,n}^{k,i}=1$ el valor en los siguientes periodos para la posición n será determinado por:

$$P_{y,n}^{k,i} = 1 \quad \forall y > x \quad (11)$$

Cada partícula cuenta también con un matriz de velocidad que describe su movimiento sobre el espacio de búsqueda y está definido por $V^{k,i}$ [19]. En (12) se define la velocidad de la partícula como el único operador disponible para controlar la evolución de la optimización del problema.

$$V^{k,i} = \begin{bmatrix} V_{1,1}^{k,i} & V_{1,2}^{k,i} & V_{1,3}^{k,i} & K & V_{1,N}^{k,i} \\ V_{2,1}^{k,i} & V_{2,2}^{k,i} & V_{2,3}^{k,i} & K & V_{2,N}^{k,i} \\ V_{3,1}^{k,i} & V_{3,2}^{k,i} & V_{3,3}^{k,i} & K & V_{3,N}^{k,i} \\ M & M & M & O & M \\ V_{y,1}^{k,i} & V_{y,2}^{k,i} & V_{y,3}^{k,i} & K & V_{y,N}^{k,i} \end{bmatrix} \quad (12)$$

Adicionalmente, cada partícula mantiene información de la mejor posición asociada a la mejor solución históricamente vista por ésta, en otras palabras, cada partícula guarda un registro de la topología de red que proporcione una mejor solución al problema (para nuestro caso la minimización de costos de inversión y costos de generación) y es definido por (*Local Best Position*):

$$LBP^i = \begin{bmatrix} LBP_{1,1}^i & LBP_{1,2}^i & LBP_{1,3}^i & K & LBP_{1,N}^i \\ LBP_{2,1}^i & LBP_{2,2}^i & LBP_{2,3}^i & K & LBP_{2,N}^i \\ LBP_{3,1}^i & LBP_{3,2}^i & LBP_{3,3}^i & K & LBP_{3,N}^i \\ M & M & M & O & M \\ LBP_{y,1}^i & LBP_{y,2}^i & LBP_{y,3}^i & K & LBP_{y,N}^i \end{bmatrix} \quad (13)$$

También se genera una matriz que contiene la mejor solución de todas las partículas. Al finalizar con el proceso iterativo determinará la mejor solución para la función objetivo definido como (*Global Best Position*):

$$GBP^i = \begin{bmatrix} GBP_{1,1}^i & GBP_{1,2}^i & GBP_{1,3}^i & K & GBP_{1,N}^i \\ GBP_{2,1}^i & GBP_{2,2}^i & GBP_{2,3}^i & K & GBP_{2,N}^i \\ GBP_{3,1}^i & GBP_{3,2}^i & GBP_{3,3}^i & K & GBP_{3,N}^i \\ M & M & M & O & M \\ GBP_{y,1}^i & GBP_{y,2}^i & GBP_{y,3}^i & K & GBP_{y,N}^i \end{bmatrix} \quad (14)$$

B. Función Objetivo

La función objetivo evalúa los costos de generación mediante la ejecución de un OPF adicionando los costos de inversión que representa la construcción de las líneas propuesta de todas las configuraciones que proporcione el proceso del BPSO. Cabe señalar que si alguna topología de red no tiene convergencia en el OPF debido a que los valores violan alguno de los límites ya establecidos, se penaliza a esa configuración con un costo elevado.

C. Inicialización

Como en la gran mayoría de métodos de optimización heurísticos, es importante determinar los parámetros iniciales, ya que esto conllevará a la solución óptima del problema en cuestión. Por tanto, si se inicializa el BPSO con un espacio de búsqueda de gran dimensión es muy probable que se requiera un número mayor de partículas, así como iteraciones e incluso puede llegar el caso de que no se encuentre la solución óptima. De ahí la importancia de una buena inicialización del mismo. El proceso inicia con la definición de la variable Umbral que modulará el espacio de búsqueda, asignando un cierto número de líneas candidatas en el vector de posición.

Se determina el vector GBP con números aleatorios que van en el rango de 0-1, posteriormente cada elemento del vector GBP es comparado con el Umbral mediante:

$$GBP_{y,j} \begin{cases} 0 & \text{si } GBP_j < Umbral \\ 1 & \text{si } GBP_j > Umbral \end{cases} \quad \forall j = 1, \dots, N; y = 1, \dots, Y \quad (15)$$

el cual es evaluado por la función de costos. El resultado de la evaluación de la función costos es guardado en la variable GBC .

Se inicializa la velocidad de cada partícula con valores aleatorios, de igual forma se define un vector R con números aleatorios. Posteriormente se determina el vector de posición para cada partícula mediante:

$$P_{y,j}^{0,i} \begin{cases} 0 & \text{si } R_j^0 < \frac{1}{1 + e^{-V_{y,j}^{0,i}}} \\ 1 & \text{si } R_j^0 > \frac{1}{1 + e^{-V_{y,j}^{0,i}}} \end{cases} \quad \forall j = 1, \dots, N; y = 1, \dots, Y \quad (16)$$

El vector de posición de cada partícula es evaluado en la función de costos y guardado en la variable LBC^i y el vector

de posición de cada partícula se guarda como LBP^i . El LBC^i es comparado con el GBC , si el valor del LBC^i es menor, éste se actualiza al igual que GBP mediante

$$GBC = LBC^i \quad (17)$$

$$GBP = P^{0,i} \quad (18)$$

D. Actualización de Velocidad y Posición

Durante el proceso iterativo se produce el movimiento dentro del espacio de soluciones, donde para cada partícula se actualiza su velocidad mediante:

$$V^{k,i} = \omega V^{k-1,i} - r_1 c_1 (LBP^i - P^{k-1,i}) - r_2 c_2 (GBP - P^{k-1,i}) \quad (19)$$

donde c_1 y c_2 son constantes positivas llamadas constantes de aceleración cognitiva y social, respectivamente, r_1 y r_2 representan funciones que generan números aleatorios independientes que se distribuyen de manera uniforme entre 0 y 1 y ω es el factor de peso de inercia que controla la cantidad de velocidad anterior de la partícula para que se mantenga en su ciclo actual [20]. Con esta nueva velocidad la posición de cada partícula es actualizada mediante (16).

Los tres componentes de la actualización de la velocidad en (19) representan: el primero se denomina como "inercia", "momento" o "hábito." Este modela la tendencia de la partícula para continuar en la dirección en la cual ha estado moviendo sobre el espacio de solución. El segundo es denominado como "memoria", "nostalgia" o "remembranza", ya que interviene la mejor posición vista por la partícula para incluir la experiencia propia de la partícula. El tercero es denominado como "cooperación", "conocimiento social" o "comparto de información" ya interviene en esta la mejor posición del enjambre para reflejar el intercambio de información y el comportamiento social como grupo [21].

En referencia al factor de peso de inercia, se utilizan comúnmente diferentes valores dependiendo del criterio de exploración que se establezca y la rapidez de convergencia. Un peso de inercia alto reduce la influencia de la nostalgia y de la cooperación sobre el movimiento de las partículas, favoreciendo la exploración. Por el contrario, un peso de inercia muy bajo promueve la convergencia hacia la solución propuesta por la propia partícula y por la mejor solución del conjunto. En [22] se sugiere un peso de inercia constante de valor 0.8, por otra parte, para anular exploración y convergencia del espacio de soluciones, se suelen utilizar una variante con un peso de inercia que decrece linealmente entre ω^{Max} y ω^{Min} durante el transcurso de la simulación, mediante:

$$\omega = \omega^{Max} - \frac{\omega^{Max} - \omega^{Min}}{k^{Max}} k \quad (20)$$

con valores típicos de 0.9 y 0.4 para ω^{Max} y ω^{Min} , respectivamente [19].

El inconveniente del peso de inercia decreciente está relacionado con la sección del número de iteraciones. Si el

número máximo de iteraciones es demasiado grande, el algoritmo puede quedarse estancado a la espera de que el peso de inercia decaiga para converger hacia las regiones de interés. Por el contrario, un número muy reducido de iteraciones puede forzar la convergencia prematura hacia una solución local. La selección del peso de inercia no debe ser ajeno a la elección de las constantes de aceleración cognitiva y social, c_1 y c_2 respectivamente, para nuestro caso se propone un valor de 2.0 para ambas constantes de aprendizaje con el objetivo de que estos factores estocásticos tengan una media de valor 1.0, de forma que los partículas se muevan en el espacio de solución la mitad del tiempo [19].

Después de ser evaluada la función de costos con la posición de las partículas actualizadas, se guarda su valor en la variable $PC^{k,i}$ (Costo de la partícula), si este valor es menor que el LBC^i da lugar a:

$$LBC^i = PC^{k,i} \quad (21)$$

$$LBP^i = P^{k,i} \quad (22)$$

si el $PC^{k,i}$ es menor que GBC se utiliza:

$$GBC = PC^{k,i} \quad (23)$$

$$GBP = P^{k,i} \quad (24)$$

Los vectores de posición de las partículas no llegan a ser iguales por tanto se están evaluando una gran cantidad de posibles topologías de red (dependiendo del número de partículas e iteraciones) y se determina de entre todas ellas la que genere el menor costo.

E. Criterio de Seguridad N-1

La seguridad es el criterio de mayor importancia en la operación de un sistema eléctrico de potencia, por lo que es conveniente considerarla en la TEP, sin embargo, tener una red más confiable generalmente requiere mayores gastos de inversión, por lo que el problema conlleva a tener un conflicto entre el costo de inversión y una confiabilidad óptima. El criterio de seguridad N-1 define que ante la ausencia de un componente no se generen sobrecargas de otros componentes, cortes de carga o salida de elementos en cascada [23].

En cada iteración, para cada nueva topología de red, se procede a evaluar el criterio N-1, considerando la salida de cada elemento de transmisión de manera consecutiva, ejecutándose un OPF y penalizando los costos de operación cuando existan cortes de carga, para esto, se adiciona la sumatoria del valor de los generadores virtuales para cada contingencia a la función objetivo, descartando tal configuración. Una de las desventajas de este proceso es que conforme se incremente la dimensión del sistema se tendrán que evaluar una mayor cantidad de salidas de elementos de transmisión, incrementando el tiempo cálculo. El proceso de evaluación del criterio de seguridad se representa en el diagrama mostrado en la Figura 1, el objetivo es encontrar una solución que ante el criterio N-1 no presente cortes de carga. Para éste trabajo sólo se considera la salida de los

elementos de transmisión.

Una de las formas más fáciles de proporcionar una solución rápida para las posibles sobrecargas es la utilización de LODFs [24]. Estos factores muestran el cambio aproximado de los flujos en elementos de transmisión debido a los cambios ante la pérdida de una línea de transmisión.

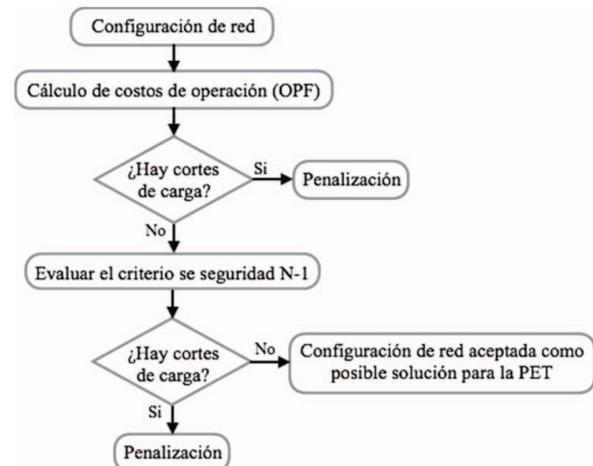


Fig. 1. Diagrama de flujo de la implementación del criterio de seguridad N-1 para el TEP.

Una vez calculados los LODFs se estiman los nuevos flujos de potencia en el sistema, sin embargo, durante este proceso no se realiza un re despacho de generación. Para los casos con sobre carga se realiza un OPF representando la salida del elemento que cause la violación de los límites, y así determinar si cumple con el criterio de seguridad N-1.

La Figura 2 muestra el diagrama de flujos que representa la utilización de los LODF para la TEP.

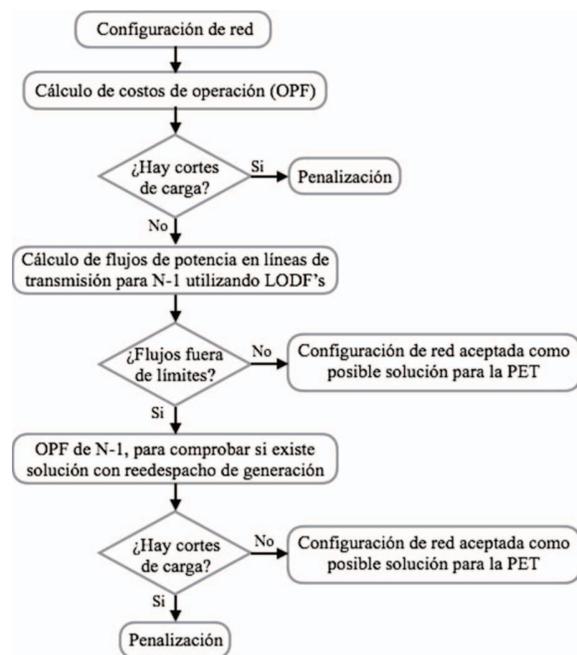


Fig. 2. Diagrama de flujo de la implementación de los LODF en el cálculo de seguridad N-1 para el TEP.

F. Resultados

Una vez terminado con el proceso iterativo, el vector *GBP* representará las nuevas líneas de transmisión a ser construidas, el *GBC* será la suma de los costos de operación e inversión de acuerdo a la nueva topología de la red, siendo ésta la solución que presenta el menor costo.

IV. CASOS DE ESTUDIO

Las pruebas del modelo dinámico de TEP usando PSO se llevaron a cabo mediante dos redes: Sistema de 6 nodos de Garver y el sistema IEEE de 24 nodos. Para la sintonización del BPSO se utilizaron valores $c_1 = 2.0$ y $c_2 = 2.0$, y ω como variable decreciente en un rango de $[0.9, 0.4]$. Se considera un número máximo de iteraciones de 100 y se hace la comparación entre el uso de 30, 60, 100 y 150 partículas.

Las simulaciones se realizaron en una computadora con procesador Intel Core i7 3.6 GHz, Memoria RAM de 8 GB. EL algoritmo del BPSO se desarrolló en Matlab® 2014b e IBM® ILOG® CPLEX® Optimization Studio 12.5.1 [25].

A. Sistema de 6 Nodos de Garver

Para este sistema se considera un crecimiento constante de la demanda para cada nodo del 14.87% anual, con el objetivo de que al final del horizonte de planificación se tenga 4 veces la demanda actual como en el caso original [26]. La Tabla I muestra el crecimiento anual de la demanda máxima para cada nodo de carga del sistema, con un horizonte de planificación de 10 años donde el cada periodo es igual a un año.

Año	Nodo 1	Nodo 2	Nodo 3	Nodo 4	Nodo 5	Total
1	22.97	68.92	11.49	45.95	68.92	218.25
2	26.39	79.17	13.20	52.78	79.17	250.71
3	30.31	90.94	15.16	60.63	90.94	287.99
4	34.82	104.47	17.41	69.64	104.47	330.81
5	40.00	120.00	20.00	80.00	120.00	380.00
6	45.95	137.84	22.97	91.90	137.84	436.51
7	52.78	158.34	26.39	105.56	158.34	501.42
8	60.63	181.89	30.31	121.26	181.89	575.98
9	69.64	208.93	34.82	139.29	208.93	661.63
10	80.00	240.00	40.00	160.00	240.00	760.00

Se considera una curva de duración de carga con cuatro escenarios: escenario de demanda máxima, con una duración de 876 horas por año, escenario de demanda media alta, con una duración de 3504 horas por año, escenario de demanda media baja con una duración de 2628 horas por año y escenario de demanda mínima con una duración de 1752 horas por año. La Tabla II muestra los valores de demanda total del sistema para cada uno de los 10 periodos de planificación.

Caso sin pérdidas por transmisión y sin criterio N-1

Para efectos de la validación del modelo, se resuelve el problema sin considerar pérdidas de transmisión ni criterio de seguridad N-1. El propósito de esta simulación es validar el modelo con resultados reportados en la literatura.

La Tabla III muestra los resultados obtenidos. La solución con menor costo total, \$166.08 MMUS, da como resultado la construcción de 4 líneas: 4-6 (2), 3-5 (7), 4-6 (7) y 4-6 (9). El

número de nuevas líneas son los mismos reportados en [27]. El costo de inversión es de \$ 57.35 MMUS y el costo de operación es de \$ 108.73 MMUS. El tiempo de solución es de 1.957 mins.

Tabla II
DEMANDA ANUAL DE POTENCIA POR BLOQUES DE DEMANDA

Año	Máxima	Media Alta	Media Baja	Mínima
1	218.25	144.05	98.21	54.56
2	250.71	165.47	112.83	62.68
3	287.98	190.07	129.60	72.00
4	330.81	218.34	148.86	82.71
5	380.00	250.80	171.00	95.00
6	436.50	288.10	196.43	109.12
7	501.42	330.95	225.63	125.37
8	575.98	380.15	259.19	143.99
9	661.61	436.65	297.73	165.30
10	760.00	501.60	342.00	190.00

Tabla III
RESULTADOS DEL TEP: CASO SIN PÉRDIDAS

Partículas	30	60	100	150
CT (MMUS)	177.39	172.68	166.08	171.60
Tiempo (mins)	0.596	1.148	1.957	2.703

Caso con pérdidas por transmisión y sin criterio N-1

La Tabla IV muestra los resultados de expansión obtenidos, donde se aprecia que el tiempo de simulación se incrementa en forma substancial con respecto al caso anterior, esto se debe, a que al utilizar restricciones cuadráticas para obtener los valores de las pérdidas, el tiempo de cálculo es incrementado por la complejidad del problema.

Tabla IV
RESULTADOS DEL TEP: CASO CON PÉRDIDAS

Partículas	30	60	100	150
CT (MMUS)	215.24	202.80	190.11	190.95
Tiempo (mins)	21.86	45.24	62.09	91.56

La solución con menor costo total, \$ 190.11 MMUS, se obtiene con 100 partículas, con un costo de inversión de \$ 68.22 MMUS, representado una diferencia con el caso anterior de \$ 10.87 MMUS, y un costo de operación de \$ 121.88 MMUS. Los costos de operación se incrementaron, \$13.15 MMUS en comparación con el caso anterior, debido a las pérdidas por transmisión.

En este caso se propone la construcción total de 5 líneas, una línea más que en el caso anterior. Las nuevas líneas en los años 3 (2-6), 5 (4-6), 8 (3-5 y 4-6) y 10 (2-6).

Caso sin pérdidas por transmisión y con criterio N-1

Sí se considera la salida accidental de una de las líneas del sistema, esto ocasionará sobrecarga en alguna de las líneas restantes y se tendrá la necesidad de realizar cortes de carga. La Tabla V muestra los cortes de carga en cada nodo, en el escenario de demanda máxima del año 10, que tendrían que realizarse por la ausencia de las líneas del plan de expansión propuesto en el caso sin pérdidas por transmisión.

Los resultados de expansión obtenidos se presentan en la Tabla VI, de donde se aprecia que el tiempo de solución se incrementa en más del 200% con respecto al caso sin pérdidas. La solución de menor costo total, \$ 201.47 MMUS, una vez más se obtiene con 100 partículas. El costo de operación es de \$

105.70 MMUS y el costo de inversión de \$ 95.77 MMUS. Las líneas requeridas para este caso son 7, en los corredores: 4-6 (2), 3-5 (4), 4-6 (5), 2-6 (7), 3-5 (8), 2-6 (9) y 2-6 (10).

TABLA V
CORTES DE CARGA POR NODO (MW) EN DEMANDA MÁXIMA

Contingencia	Nodo 1	Nodo 2	Nodo 3	Nodo 4	Nodo 5	Nodo 6
1-2	0.00	40.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1-4	0.00	15.71	0.00	0.00	0.00	0.00
1-5	0.00	0.00	0.00	0.00	40.00	0.00
2-3	0.00	82.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2-4	0.00	81.43	0.00	0.00	0.00	0.00
3-5	0.00	2.73	0.00	1.82	65.45	0.00
3-5	0.00	2.73	0.00	1.82	65.45	0.00
4-6	0.00	78.78	0.00	0.00	0.00	0.00
4-6	0.00	78.78	0.00	0.00	0.00	0.00
4-6	0.00	78.78	0.00	0.00	0.00	0.00

TABLA VI
RESULTADOS DEL TEP: CASO SIN PÉRDIDAS

Partículas	30	60	100	150
CT (MMUS)	216.83	211.10	201.47	211.94
Tiempo (mins)	1.422	2.622	4.615	6.8131

Caso con pérdidas por transmisión y con criterio N-1

Las simulaciones realizadas se presentan en la Tabla VII.

TABLA VII
RESULTADOS DEL TEP: CASO CON PÉRDIDAS

Partículas	30	60	100	150
CT (MMUS)	244.52	259.19	227.42	225.28
Tiempo (mins)	23.59	47.38	73.62	111.325

Los tiempos de la simulación crecen considerablemente por las pérdidas por transmisión y el criterio N-1. La solución con menor costo total, \$ 225.28 MMUS, se obtiene con 150 partículas. 7 nuevas líneas son requeridas: 2-6 (2), 2-6 (3), 3-5 (3), 4-6 (4), 3-5 (8), 2-6 (9) y 4-6 (10). Comparando el plan óptimo de expansión de este caso con el caso sin pérdidas por transmisión, pero con criterio de seguridad, se observa que el tanto el número de líneas como su ubicación es la misma, pero con diferente programación en la entrada en operación de estas nuevas inversiones.

En la Figura 3 se muestra la evolución de la función de costos para las diferentes simulaciones realizadas. De la Figura 3 se puede observar que el algoritmo converge casi siempre antes de la iteración 50, mostrando así la rápida convergencia del BPSO propuesto en este trabajo.

B. Sistema IEEE de 24 Nodos

El sistema IEEE de 24 nodos cuenta con 24 nodos, 38 líneas de transmisión y 33 unidades generadoras. Todos los parámetros del sistema incluyendo los datos de costo de inversión de líneas de transmisión fueron tomados de [27]. La capacidad máxima de cada línea se ha reducido a un 50% de la capacidad original. Para este sistema los proyectos nuevos a considerar serán iguales que las líneas ya instaladas, considerando que el máximo número de líneas por corredor es de 3. La Figura 4 muestra el crecimiento de la demanda total del sistema a lo largo del periodo de planificación.

La Tabla VIII presenta los planes de expansión óptimos considerando el criterio de seguridad N-1, con y sin considerar pérdidas por transmisión.

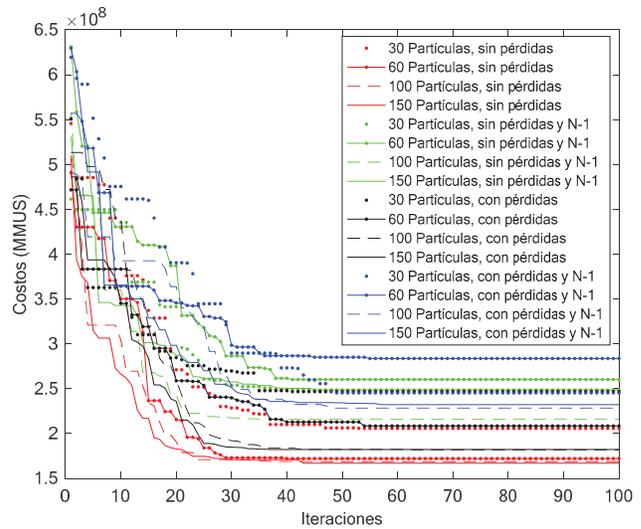


Fig. 3. Evolución de la función de costo para las distintas simulaciones.

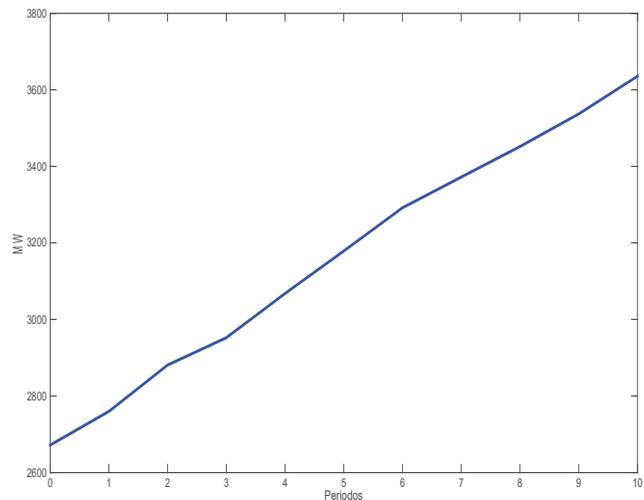


Fig. 4. Crecimiento de la demanda total del sistema para el sistema IEEE de 24 Nodos.

TABLA VIII
RESULTADOS DEL TEP PARA EL SISTEMA IEEE 24 NODOS

Partículas	30	60	100	150
Sin Pérdidas				
CT (MMUS)	\$1,139.42	\$1,182.76	\$1,004.57	\$981.96
Tiempo (mins)	11.58	20.38	42.92	53.25
Líneas Nuevas	25	25	15	18
Con Pérdidas				
CT (MMUS)	1,500.29	1,565.48	1,154.09	1,369.22
Tiempo (mins)	48.07	83.17	133.48	206.45
Líneas Nuevas	28	35	24	32

Para el caso sin pérdidas, la solución de menor costo total, \$981.96 MMUS, se obtiene con 150 partículas, mientras que para el caso con pérdidas la solución de menor costo, \$1,154.09 MMUS, se obtiene con 100 partículas. Para el caso sin pérdidas, existe una diferencia de \$200.8 MMUS entre la soluciones obtenida de mayor y menor costo total. Esta diferencia es mayor para el caso con pérdidas, de \$411.39 MMUS. Los tiempos de solución entre ambos casos son muy diferentes, siendo para el caso con pérdidas aproximadamente 4 veces el caso sin pérdidas.

La evolución de la función de costos para las soluciones de menor costo con criterio de seguridad, con y sin pérdidas, se muestra en la Figura 5.

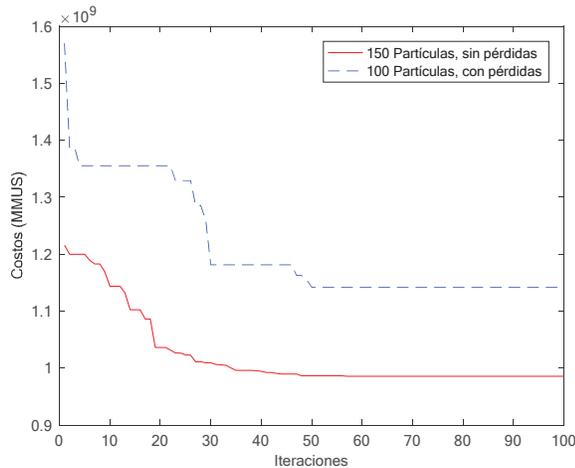


Fig. 5. Evolución de la función de costo para las soluciones de menor costo.

De la Figura 5 se puede observar que la solución para el sistema de 24 nodos se obtiene cerca de la iteración 50. También se observa que los costos son mayores al considerar las pérdidas por transmisión.

La Tabla IX muestra el plan óptimo de expansión, considerando pérdidas por transmisión y criterio de seguridad N-1, y se compara con resultados reportados en la literatura.

TABLA IX
RESULTADOS DEL TEP PARA EL SISTEMA IEEE 24 NODOS

Propuesto	[28]	[29]
2 (1-2), 1 (1-5)	1 (1-5),	1 (1-5),
1 (3-24), 2 (14-16),	1 (4-9),	1 (2-4),
2 (15-16), 2 (19-20)	1 (3-24),	2 (3-9),
2 (20-23), 2 (21-22)	2 (6-10),	2 (6-10),
1 (11-13), 1 (11-14),	1 (10-12),	3 (7-8),
1 (12-13), 1 (15-21)	1 (15-24),	1 (9-12),
1 (15-24), 1 (16-17)	1 (12-13),	2 (10-11),
1 (16-19), 1 (17-18)	2 (7-8),	2 (11-13),
1 (17-22), 1 (18-21)	1 (14-16),	1 (20-23),
	1 (16-17)	2 (14-23)
Total	24	17

De la Tabla IX se observa que el número de líneas obtenido por el método propuesto es mayor, 12 y 7 líneas adicionales con respecto al número de líneas obtenidas por otros métodos heurísticos reportados en [28] y [29], respectivamente. Es importante mencionar que la capacidad de las líneas se disminuyó en 50%, lo que justifica el incremento en número de líneas. Los costos totales de operación e inversión son de \$ 493.335 MMUS y \$ 660.756 MMUS, respectivamente. Los costos de inversión reportados en [28], son menores en aproximadamente \$ 220 MMUS, lo que representa alrededor de un 33 % del costo de inversión de la solución obtenida con el BPSO propuesto; no olvidar que el BPSO propuesto obtuvo el doble de líneas dada la modificación en límites de transmisión. Con respecto a los resultados reportados en [29], los costos de inversión obtenidos con el BPSO propuesto son menores, con una diferencia de aproximadamente \$ 20 MMUS.

V. CONCLUSIONES

En este trabajo se presentó un método híbrido para resolver la TEP. El método consiste de un método heurístico, BPSO, y un método matemático, programación cuadrática. El BPSO es fácil de implementar, con una rápida convergencia y resultados aceptables en tiempos considerables, con el cual, se da solución a la parte de inversión del problema. El método matemático resuelve la parte de los costos de operación utilizando la formulación clásica de flujos de CD. Para una mejor aproximación se han considerado pérdidas en los elementos de transmisión, como una restricción cuadrática que es directamente proporcional al flujo de potencia en los elementos de transmisión. Los planes de expansión se ha realizado en modelos dinámicos de planificación, los cuales permiten determinar en qué tiempo se tienen que estar construidos los nuevos elementos de transmisión.

REFERENCIAS

- [1] H. Seifi, M. S. Sepasian, "Electric power system planning" Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2011.
- [2] Gerardo Latorre, Rubén Darío Cruz, Jorge Mauricio Areiza, and Andrés Villegas, "Classification of publications and models on transmission expansion planning," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 2, pp. 938-946. May. 2003.
- [3] Juan D. Molina and Hugh Rudnick, "Transmission of electric energy: A bibliographic review," *IEEE Latin America Transactions*, Vol. 8, No. 3, Pp. 245-258, Jun. 2010.
- [4] R. Fischl and W. R. Puntel, "Computer-aided design of electric power transmission network," in *Proc. IEEE Winter Power Meeting*, New York, New York, 1972.
- [5] K. Yoshimoto, K. Yasuda, and R. Yokoyama, "Transmission expansion planning using neuro-computing hybridized whit genetic algorithm," in *Proc. 1995 IEEE International Conference on Evolutionary Computation*, 1995, pp. 126-131.
- [6] A. Sadegneih and P. R. Drake, "System network planning expansion using mathematical programming, genetic algorithm and Tabu search," *Energy Convention and Management*, vol. 49, no. 6, pp. 1557-1566, Jun. 2008.
- [7] D. Charlin, H. Rudnick, J. C. Aaneda, "Transmission expansion under uncertainty in the chilean system via minmax regret with GA," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 13, no. 3, pp. 698-706, Mar. 2015.
- [8] R. A. Gallego, A. Monticelli y R. Romero, "Transmission system expansion planning by an extended genetic algorithm," *IEEE Proc.-Gener. Distrib.*, vol. 145, no. 3, pp. 329-335, May 1998.
- [9] H. Shayeghi, M. Mahdavi, A. Bagheri, "Discrete PSO algorithm based optimization of transmission lines loading in TNEP problem," *Energy Convention and Management*, vol 51, no. 1, pp. 112-121, Jan. 2010.
- [10] Isabela Miranda de Mendonça, Ivo Chaves Silva Junior, André L.M. Marcato, "Static planning of the expansion of electrical energy transmission systems using particle swarm optimization," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 60, pp. 234-244, Sep. 2014.
- [11] Manuel Costeira da Rocha, João Tomé Saraiva, "A discrete evolutionary PSO based approach to the multiyear transmission expansion planning problem considering demand uncertainties," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 45, no. 1, pp. 427-442, Feb. 2013.
- [12] Gholam-Reza Kamyab, Mahmood Fotuhi-Firuzabad, Masoud Rashidinejad, "A PSO based approach for multi-stage transmission expansion planning in electricity markets," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 54, pp. 91-100, Jan. 2014.
- [13] Ehsan Sarrafan, "Application of Particle Swarm Optimization for transmission network expansion planning with security constraints," *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*, vol. 7, no. 3, pp. 2605-2611, Apr. 2014.
- [14] P. V. Gomes and J. T. Saraiva, "Hybrid discrete evolutionary PSO for AC dynamic transmission expansion planning," in *Proc. 2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, Jul. 2016.
- [15] Phillipe Vilaça Gomes, João Tomé Saraiva, "Transmission system planning considering solar distributed generation penetration," in *Proc.*

- 14th International Conference on the European Energy Market (EEM), 2017.
- [16] A. M. Leite da Silva, L. S. Rezende, L. M. Honorio, and L. A. F. Manso, "Performance comparison of metaheuristics to solve the multi-stage transmission expansion planning problem," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 5, no. 3, pp. 360–367, Mar. 2011.
- [17] Voratas Kachitvichyanukul, "Comparison of Three Evolutionary Algorithms: GA, PSO, and DE," *Industrial Engineering & Management Systems*, vol. 11, no. 3, pp.215-223, Sep. 2012.
- [18] Ebrahim Mortaz, Luis Fernando Fuerte-Ledezma, Guillermo Gutiérrez-Alcaraz, and Jorge Valenzuela, "Transmission expansion planning using multivariate interpolation," *Electric Power Systems Research*, vol. 126, pp. 87–99, Sep. 2015.
- [19] Jesús Ramón Pérez López, "Contribución a los métodos de optimización basados en procesos naturales y su aplicación a la medida de antenas en campo próximo," Tesis Doctoral, Universidad De Cantabria Departamento de Ingeniería de Comunicaciones, Santander, Octubre de 2005.
- [20] M. A. Khanesar, H. Tavakoli, M. Teshnehlab y M. A. Shoorehdeli, "Novel binary particle swarm optimization," K N. Toosi University of Technology Iran.
- [21] Y. del Valle, G. Vanayagamoorthy, S. Mohagheghi, J. Hernandez y R. Harley, "Particle swarm optimization: basic concepts, variants and applications in power systems," *IEEE Trans. Evol. Computation*, vol. 12, pp. 171-195, Apr. 2008.
- [22] Y. Shi, R. Eberhat, "Parameter selection in Particle Swarn Optimization," in *Proc. World Congressess on Computational Intelligence*, Anchorage, 1998.
- [23] Wenyuan Li and Paul Choudhury, "Probabilistic transmission planning," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 5, no. 5, pp. 46-53. Sep.-Oct. 2007.
- [24] Power Generation, Operation, and Control, Wood, Allen J.; Wollenberg, Bruce F. Wiley-Interscience, 1996.
- [25] ILOG CPLEX, ILOG CPLEX homepage 2009 [Online]. Available: <http://www.ibm.com>
- [26] L. L. Garver, "Transmission network estimation using linear programming", *IEEE Trans. Power Systems*, vol. PAS – 89, no 7, pp. 1688-1697, Sep./Oct. 1970.
- [27] N. Alguacil, A. L. Motto, and A. J. Conejo, "Transmission expansion planning: A mixed-integer LP approach," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 3, pp. 1070–1077. Aug. 2003.
- [28] E. J. De Oliveira, C. A. Moraes, L. W. Oliveira, L. M. Honório, and R. P. B. Poubel, "Efficient hybrid algorithm for transmission expansion planning," *Electrical Engineering*, pp. 2765–2777, Vol. 100, No. 4, Dec. 2018.
- [29] Armando M. Leite da Silva, Muriell R. Freire, and Leonardo M. Honório, "Transmission expansion planning optimization by adaptive multi-operator evolutionary algorithms," *Electric Power Systems Research*, vol. 133, pp. 173-181, Apr. 2016.



Luis F. Fuerte Ledezma recibió el grado de Ing. Eléctrico en 2013 por parte del Instituto Tecnológico de Morelia (ITM), en ese mismo año realizó una estancia de investigación en el Department of Industrial and Systems Engineering of Auburn University. En 2017 recibió el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica por parte del ITM.



G. Gutiérrez Alcaraz (M'04, SM'11) es miembro del Programa de Graduados e Investigación en Ingeniería Eléctrica del Instituto Tecnológico de Morelia (PGIIE-ITM) desde 1996. Sus principales áreas de interés son la operación y control de los sistemas eléctricos y mercados de electricidad.