



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Facultad de Ingeniería

Carrera de Ingeniería Eléctrica

Planeamiento de la Expansión de los Sistemas de Transmisión con Enfoque
Multivoltaje AC

Trabajo de titulación previo a la
obtención del título de
Ingeniero Eléctrico

Modalidad: Artículo Académico

Autor:

Patricio Xavier Cajas Alvarado

CI: 0105679963

Correo electrónico: patricio.xca@gmail.com

Director:

Ing. Santiago Patricio Torres Contreras, PhD.

CI: 0102448958

Cuenca, Ecuador

12-agosto-2021



Resumen:

El problema de la planificación de la expansión del sistema de transmisión permite definir dónde, cuánto y cuándo se debe agregar nueva infraestructura, para de ese modo suplir la demanda energética del sistema de potencia mientras se minimizan los costos en expansión y operación, cumpliendo con restricciones técnicas, económicas y de seguridad. Hasta la actualidad, se han propuesto varios métodos para dar solución al problema estático, con enfoque multi-voltaje y flujo de carga DC (método simplificado), sin embargo, estas soluciones pueden no ser factibles en sistemas de gran escala; además, no indican el momento adecuado para ejecutar el plan de expansión. Para superar tales inconvenientes, en este trabajo se propone un modelo dinámico con flujo carga AC y enfoque multi-voltaje, en el cual, se evalúa el efecto de las pérdidas de transmisión y la compensación de potencia reactiva en el plan de expansión. El problema dinámico con enfoque multi-voltaje AC (PDET-MV) es resuelto con la metaheurística híbrida Evolución Diferencial – Poblaciones Continuas Basadas en Aprendizaje Incremental (DE-PEBILc por sus siglas en inglés). Los resultados muestran que la elevación de voltaje del sistema de transmisión solo es factible a largo plazo cuando se consideran los costos por pérdidas de transmisión.

Palabras claves: Multi-voltaje. Planificación Dinámica. DE-PBILc. Modelo AC. Pérdidas de transmisión. Matlab.



Abstract:

The problem of planning the expansion of the transmission system allows defining where, how much and when new infrastructure should be added, in order to meet the energy demand of the power system while minimizing the costs in expansion and operation, complying with technical, economic and safety restrictions. To date, several methods have been proposed to solve the static problem, with a multi-voltage approach and DC load flow (simplified method). However, these solutions may not be feasible in large-scale systems; in addition, they do not indicate the right time to execute the expansion plan. To overcome such drawbacks, this paper proposes a dynamic model with AC load flow and multi-voltage approach, in which the effect of transmission losses and reactive power compensation on the expansion plan is evaluated. The dynamic problem with multi-voltage AC approach (PDET-MV) is solved with the hybrid metaheuristics Differential Evolution – Continuous Populations Based on Incremental Learning (DE-PEBILc). Results show that transmission system voltage elevation is only feasible in the long term when transmission loss costs are considered.

Keywords: Multi-voltage. Dynamic Planification. DE-PBILc. AC Model. Transmision Losses. Matlab.



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Patricio Xavier Cajas Alvarado, en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Planeamiento de la Expansión de los Sistemas de Transmisión con Enfoque Multivoltaje AC", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 12 de agosto de 2021.

Patricio Xavier Cajas Alvarado

C.I: 0105679963



Cláusula de Propiedad Intelectual

Patricio Xavier Cajas Alvarado, autor del trabajo de titulación "Planeamiento de la Expansión de los Sistemas de Transmisión con Enfoque Multivoltaje AC", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 12 de agosto de 2021.

Patricio Xavier Cajas Alvarado

C.I: 0105679963

I. INTRODUCCIÓN

Debido al constante crecimiento de la demanda energética, es necesario mantener el sistema de transmisión en óptimas condiciones, cumpliendo con ciertas restricciones técnicas y económicas. En la práctica, la planificación de la expansión de un sistema de potencia, es gestionada en tres diferentes categorías: Planificación de Expansión de la Generación (PEG), Planificación de Expansión de las Subestaciones (PES) y Planificación de Expansión del Sistema de Transmisión (PET).

En el problema PET se determina la ubicación y el tipo de línea de transmisión (nivel de voltaje, número de circuitos, tipo de conductor) que debe ser agregada a la red. El PET tiene como objetivo principal reducir el costo de inversión en infraestructura y el costo operativo a lo largo del horizonte de planificación, mientras se entrega la energía eléctrica de forma segura y confiable a los centros de carga [1]–[3]. El problema de Planificación Estática de la Expansión del Sistema de Transmisión (PSET) solo atiende a las preguntas: dónde y cuántos elementos (líneas de transmisión o transformadores) tienen que ser agregados. Sin embargo, es necesario conocer el momento adecuado para agregar dichos elementos a la red; este problema se conoce como Planificación Dinámica de la Expansión del Sistema de Transmisión (PDET) que responde a las preguntas dónde, cuánto y cuándo se debe agregar nueva infraestructura al sistema de transmisión. El parámetro tiempo (cuándo) es incluido en el modelo matemático, involucrando un problema de mayor complejidad.

En los sistemas de transmisión reales, existen varios niveles de voltaje y es primordial considerar este hecho en el PET. En investigaciones como en [4], se plantea el PSET con enfoque en multi-voltaje, que es resuelto con una estrategia forward-backward. Decimal Codification Genetic Algorithm and Chromosome Structure (DCGA-CS), es propuesto para evaluar las condiciones técnicas y económicas del nivel de voltaje en el PSET [5]. En [6] se hace un estudio de la influencia de la inflación y el crecimiento de la demanda en el PSET con varios niveles de voltaje, aplicando Decimal Codification Genetic Algorithm (DCGA). En todos los estudios mencionados se utilizó un modelo simplificado DC estático para reducir la carga computacional del problema, pero si bien las soluciones obtenidas con el modelo DC pueden ser factibles para sistemas de pequeña escala, esto no sucede en sistemas grandes debido a que la potencia reactiva juega un papel primordial en estos sistemas de transmisión. Las soluciones citadas requieren modificaciones manuales por parte del planificador para que la topología obtenida cumpla con todas las restricciones técnicas.

Para aprovechar la capacidad de cálculo de los actuales computadores, se plantea el problema PDET con un flujo de carga AC. En [7], este problema es resuelto con la

metaheurística híbrida DE-PBILc; no obstante, no se consideran los niveles de voltaje y las pérdidas del sistema. Es por eso que, en este trabajo se considera la posibilidad de ampliar las subestaciones (en capacidad MVA y nivel de voltaje), considerando las pérdidas en el sistema de transmisión y la compensación de potencia reactiva, con el fin de elevar el voltaje de los derechos de transmisión. En resumen, con el presente trabajo se dan las siguientes contribuciones: i) formulación del problema DTEP con enfoque multi-voltaje, usando un flujo de carga AC y ii) la optimización de la Planificación de Potencia Reactiva (PPR), considerando las pérdidas del sistema de transmisión. Esto permitirá que las soluciones al problema PDET sean más precisas y cercanas a la realidad, a la vez que evita trabajo extra por parte del planificador.

II. FORMULACIÓN MATEMÁTICA

El modelo matemático utilizado está compuesto por dos problemas: i) el problema de expansión que se encarga de reducir el costo total de inversión en nuevas líneas de transmisión y expansión de subestaciones y ii) el problema de operación que se encarga de minimizar las pérdidas de transmisión, los costos de compensación shunt y el despacho de generadores artificiales (penalización).

$$\min v = \sum_{(t=1)}^{TF} (C_{New-line}^t + C_{Exp-Sub}^t + C_{Loss}^t + z^t) \quad (1)$$

$$n^{t-1} \leq n^t \leq \bar{n} \quad s. a \quad (2)$$

donde,

$$C_{New-line}^t = \sum_{(k,l) \in \Lambda} \frac{c_{kl}^t \cdot n_{kl}^t}{(1+d)^{t-1}} \quad (3)$$

$$C_{Exp-Sub}^t = \sum_{(k,l) \in \Lambda \cup \Lambda'} \frac{c_{TRkl}^t \cdot n_{TRkl}^t}{(1+d)^{t-1}} \quad (4)$$

$$C_{Loss}^t = \frac{8760 \cdot f_{Loss} \cdot C_{MWh} \cdot Loss^t}{(1+d)^{t-1}} \quad (5)$$

El problema de expansión está compuesto por $C_{New-line}^t$ (costo de las nuevas líneas de transmisión en la etapa t) y $C_{Exp-Sub}^t$ (costo de expansión de subestaciones en la etapa t). La variable c_{kl}^t corresponde al costo de agregar un circuito entre los nodos k y l en la etapa t ; n_{kl}^t es el número de circuitos agregados entre los nodos k y l en la etapa t ; n^{t-1} indica la cantidad de líneas existentes en la etapa $t-1$; \bar{n} es un vector que contiene el número máximo de circuitos que pueden ser agregados por derecho de vía; Ω es el conjunto de derechos de vía en donde es posible agregar nuevas líneas de transmisión; el conjunto Λ indica todas las barras del sistema y Λ' es el conjunto de barras que se agregan después de ampliar una subestación.

El problema de Operación permite calcular $C_{Shunt-Comp}^t$ (costo de compensación shunt en la etapa t), C_{Loss}^t (costo de pérdidas en la etapa t) y w^t (penalización por carga no atendida en la etapa t). La compensación shunt y la carga no atendida, se modelan a partir de generadores ficticios conectados a las barras de carga (Barra PQ), cuando la generación y transmisión de energía no permiten satisfacer los requerimientos de la demanda. El propósito de w^t es penalizar la función objetivo y así descartar las topologías con carga desatendida.

$$\min z^t = \sum_{(t=1)}^{TF} (C_{Shunt-Comp}^t + w^t) \quad (6)$$

s. a

$$P(V, \theta)^t - P_G^t + P_D^t - r_p^t = 0 \quad (7)$$

$$Q(V, \theta)^t - Q_G^t + Q_D^t - r_Q^t - r_Q^{t-1} = 0 \quad (8)$$

$$\underline{P}_G \leq P_G^t \leq \overline{P}_G \quad (9)$$

$$\underline{Q}_g \leq Q_G^t \leq \overline{Q}_g \quad (10)$$

$$\underline{r}_p \leq r_p^t \leq \overline{r}_p \quad (11)$$

$$\underline{r}_Q \leq r_Q^t \leq \overline{r}_Q \quad (12)$$

$$\underline{V} \leq V^t \leq \overline{V} \quad (13)$$

$$S^{from,t} \leq \overline{S} \quad (14)$$

$$S^{to,t} \leq \underline{S} \quad (15)$$

donde,

$$C_{Shunt-Comp}^t = \sum_{k \in \Lambda} \frac{\alpha_2^t \cdot r_{Qk}^t}{(1+d)^{t-1}} \quad (16)$$

$$w^t = \sum_{k \in \Lambda} \alpha_1^t \cdot r_{Pk}^t \quad (17)$$

Considerando el hecho de que el horizonte de planificación está dividido en etapas (T_F), los costos de inversión y operación (con excepción de w^t), serán afectados por la tasa de inflación d y traídos a un valor presente. El término α_1^t es el costo por desconexión de carga en la etapa t , mientras r_{Pk}^t es la potencia activa no entendida en la etapa t ; α_2^t es el costo de la compensación shunt en la etapa t ; r_{Qk}^t es la compensación reactiva instalada en de las barras PQ. El término r_Q^{t-1} en la ecuación (8) corresponde a la compensación shunt requerida en la etapa $t-1$ que debe ser instalada en la etapa t (nótese que para $t=0$, $r_Q^{t-1} = 0$). El término V^t es la magnitud de voltajes

de las barras en la etapa t , el cual estará regido a los límites máximos y mínimos de 105% y 95% del valor nominal respectivamente. P_G^t y Q_G^t son vectores de la potencia de generación activa y reactiva existentes en la etapa t ; P_D^t y Q_D^t son vectores que representan la potencia de demanda activa y reactiva existentes en la etapa t .

$\overline{P}_G, \overline{Q}_g, \overline{V}, \overline{r}_p, \overline{r}_Q$ y $\underline{P}_G, \underline{Q}_g, \underline{r}_p, \underline{r}_Q, \underline{V}$ son los vectores de límites máximos y mínimos de potencia activa, potencia reactiva, voltajes, potencia activa no atendida y compensación shunt, respectivamente. $S^{from,t}$ y $S^{to,t}$ son los vectores de potencia aparente que transportan las líneas en ambos terminales y \overline{S} es el límite térmico de las mismas en la etapa t . En esta formulación, el continuo crecimiento de la demanda en cada etapa, es aproximado con incrementos discretos.

A. Compensación de Potencia Reactiva

En el problema de operación la compensación shunt es modelada con la desconexión de carga reactiva r_{Pk}^t . El costo de esta compensación se define por la función lineal a trozos mostrada en la Figura 1, la cual indica de forma aproximada, el costo de potencia reactiva capacitiva e inductiva necesaria en las barras de carga durante cada etapa t . Es importante que el costo de compensación se mantenga positivo; por tanto, cuando se obtenga compensación capacitiva, α_2^t tendrá valor positivo; mientras que, si se requiere compensación inductiva, α_2^t tendrá un valor negativo [8].

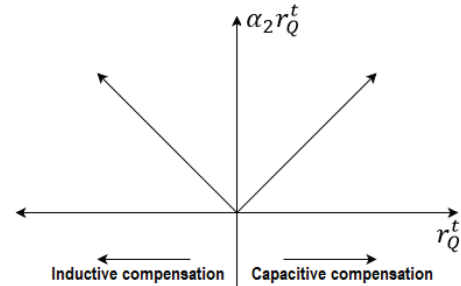


Fig. 1. Función de costos de la compensación de potencia reactiva en la etapa t .

En cada iteración i de la metaheurística, las topologías de transmisión generadas son evaluadas por un flujo de carga óptimo AC. Si una partícula no es factible, el algoritmo de flujo de carga AC alcanzará la convergencia, incluso si no se cumple con alguna restricción; esto se logra a través de un re-despacho de la generación, siendo esta la solución más económica. En cambio, de no ser posible, se acudiría a la solución más costosa que involucra agregar generadores ficticios en las barras PQ (penalización por desconexión de carga). Se puede encontrar una explicación más detallada en [8].

B. Ampliación de Subestaciones

En el modelo matemático, el concepto de expansión de subestación (4), se modela con la adición de nuevos transformadores (de cierta capacidad en MVA); tal acción, tiene diferentes objetivos que serán definidos por las condiciones técnicas del sistema de transmisión y por el costo de operación. Estos objetivos son: i) incrementar el nivel de voltaje de una subestación (nueva o existente) e ii) incrementar la capacidad térmica de una subestación (nueva o existente).

Cada vez que se agrega un transformador, se adiciona al sistema una nueva barra de Λ' , la cual, estará conectada a las líneas de transmisión con un nuevo nivel de voltaje. Cada transformador candidato de la etapa t , tendrá su respectivo costo de inversión ($c_{TR_{kl}}^t$), que va a depender de la capacidad térmica de dicho equipo. Siempre que se agrega un nuevo transformador al problema, se utiliza el modelo serie (resistencia y reactancia).

i) *Incremento de voltaje de una S/E*: en algunos casos será posible reducir el costo de operación al elevar los niveles de voltaje de las S/E y de las líneas de transmisión. El primario de los nuevos transformadores, se conectará a una de las barras del conjunto Λ , y el secundario, se conectará a una nueva barra de Λ' , donde se conectan los circuitos con el nuevo nivel de voltaje. De ser factible técnicamente y económicamente, se permitirá o no trabajar a las S/E con dos niveles de voltaje.

ii) *Incremento de la capacidad térmica de una S/E*: este caso se da cuando una S/E elevadora de voltaje supera su capacidad de transferencia de energía, siendo necesario instalar un nuevo transformador. En este caso, el primario y el secundario pueden estar conectados a barras del conjunto Λ , o el primario puede conectarse a una barra del conjunto Λ y el secundario a una nueva barra del conjunto Λ' .

III. EFECTO DE LAS PÉRDIDAS EN LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Cuando se desprecian las pérdidas del sistema de transmisión, la carga computacional del problema se reduce significativamente, pero esto afecta la precisión de las soluciones, sobre todo en sistemas de potencia de gran escala, donde la energía es transportada a grandes distancias. De acuerdo al análisis de [9] y [10], la inversión por expansión de red resulta más elevada cuando se consideran las pérdidas en TEP.

Los siguientes tres puntos resumen el impacto de las pérdidas en la óptima planificación de la expansión:

1. *Libre transferencia de energía*: Al despreciar las pérdidas de transmisión, se ignoran los costos de operación por transporte de energía. Como resultado, se obtienen

topologías con bajos costos de inversión y elevados costos de operación. Por este motivo, se deben considerar las pérdidas para encontrar una solución que permita minimizar los costos de expansión y operación.

2. *Sobrecarga de las líneas*: Las pérdidas no solo implican generación adicional, sino también flujos de energía adicionales en toda la red. Si se descuidan las pérdidas, las líneas que podrían estar con sobrecargas, podrían no parecerlo, ocasionando que tales líneas se incluyan del conjunto de solución; en consecuencia, se generaría un resultado erróneo.
3. *Redespacho*: Las pérdidas del sistema pueden afectar el despacho de los generadores. En el caso de los sistemas de gran escala, se perjudican las soluciones de la expansión de red.

Los efectos antes mencionados, han sido verificados en dos de los casos de estudios presentados en la sección de resultados.

IV. ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN

A. Evolución Diferencial

El algoritmo está basado en poblaciones donde cada individuo dentro de la población, es modificado por un factor de cruzamiento y mutación después de haber competido con individuos en la respectiva iteración. El algoritmo es descrito a detalle en [11].

B. Población Continua Basada en Aprendizaje Incremental

La metaheurística PBILc (por sus siglas en inglés) está basada en un aprendizaje competitivo, en donde el algoritmo aprende de las características más relevantes de la población y genera nuevos individuos a través del muestreo. El algoritmo se detalla en [12].

C. Combinación de DE y DPBILc (DE-PBILc)

La Metaheurística Híbrida DE-PBILc se propone con el objetivo de crear soluciones tras la combinación de DE (sección III-A) y PBILc (sección III-B), consiguiendo explorar y explotar el espacio de búsqueda de forma más eficiente. En cada iteración k , la población está compuesta por m individuos $x^k = [x_1^k, \dots, x_i^k, \dots, x_m^k]$, en donde cada individuo i es un vector de dimensión n $x_i^k = [x_{i,1}^k, x_{i,2}^k, \dots, x_{i,n}^k]$ que representa una solución candidata. Para crear nuevas soluciones, se establece una probabilidad combinada ($p_{comp} \in [0,1]$), donde cada individuo es generado usando DE, siempre y cuando un número generado aleatoriamente r ($[0,1]$) no exceda p_{comp} ; caso contrario, el individuo será generado usando PBILc (ver algoritmo en [11]). Adicionalmente, cuando DE es usado para generar un individuo, es posible elegir entre dos tipos de mutación, basándose en un criterio de probabilidad ($p_{double-mut} \in [0,1]$). Las dos mutaciones diferenciales aplicadas son: $DE/best/2$ y mutación trigonométrica [11].

TABLA I
RESULTADOS DE LA PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA GARVER (MODELO PSET Y PDET-MV) – CASO IA Y CASO IIA

Caso TEP		Caso IA		Caso IIA				
		PSET	PSET	PDET				
Líneas y Transformadores	Características	Etapas 1	Etapas 1	Etapas 1	Etapas 2	Etapas 3	Etapas 4	Etapas 5
LT ₂₋₃	230kV	1	1	1	0	0	0	0
LT ₂₋₆	230kV	1	0	0	0	0	0	0
LT ₃₋₅	230kV	1	3	1	1	0	0	0
LT ₄₋₆	230kV	2	0	0	0	0	0	0
LT ₇₋₉	400kV	0	1	0	0	0	0	0
LT ₈₋₉	400kV	0	1	1	0	0	0	0
TR ₂₋₇	600MVA	0	1	0	0	0	0	0
TR ₄₋₈	600MVA	0	1	1	0	0	0	0
TR ₆₋₉	600MVA	0	1	1	0	0	0	0
Costo de Líneas (M\$)		130	170	85	18.18	0	0	0
Costo Total de Líneas (M\$)		130	170	103.18				
Ampliación de S/E por etapa (MVA)		0	90	60	0	0	0	0
Costo Total de Ampliación de S/E (M\$)		0	90	60				
Compensación Shunt por etapa (MVAR)		70.74	63.21	20.34	20.70	31.96	42.64	49.39
Costo Total Por Comp. Shunt (M\$)		0.71	0.63	1.31				
Pérdidas por Etapa (MW)		34.46	17.18	8.16	11.16	15.59	20.58	26.51
Costo Total por Pérdidas (M\$)		0	271.67	25.79	32.09	40.73	48.90	57.64
Costo Total (M\$)		130.71	532.31	369.29				

Cada una de las partículas está compuesta por tres partes. La primera representa el número de circuitos de 230KV, la segunda indica el número de transformadores por expansión de subestación, y la tercera parte es la cantidad de circuitos de 400KV.

$$x_i^k = [x_{i,1}^k, x_{i,2}^k, x_{i,3}^k, \dots, x_{i,10}^k, x_{i,11}^k, x_{i,12}^k, \dots, x_{i,n-2}^k, x_{i,n-1}^k, x_{i,n}^k]$$

Fig. 2. Variable de Decisión.

V. IMPLEMENTACIÓN DE PDET-MV USANDO DE-PBILC

En la el diagrama de flujo mostrado en la Figura 3 se muestra la implementación la metaheurística híbrida DE-PEBILc para resolver el PDET-MV.

1. *Datos del Sistema:* Para que el algoritmo pueda ser ejecutado es necesario ingresar los datos del sistema de prueba, el número máximo de circuitos por franja de servidumbre $x_{max,t}$ y la topología base del sistema $x_{min,t}$.
2. *Parámetros:* Los parámetros relacionados con el proceso de optimización son el tamaño de la población (m) y el número máximo de iteraciones (I_{max}). Los parámetros de la metaheurística se definen en la siguiente sección.
3. *Soluciones Iniciales:* Para incrementar la tasa de éxito de la metaheurística, el algoritmo de optimización inicia en regiones cercanas al óptimo global. En la etapa $t = 1$, la población inicial es igual a la mejor solución obtenida en PSET (x_t^0), mientras que para cada etapa $t \neq 1$ la población se genera de forma aleatoria. Luego, se aplica una modificación a cada individuo $x_{i,t}^0$, en la cual el 75% de la n posiciones de cada individuo i toman nuevamente el valor de la topología inicial (etapa $t - 1$).

4. *Definir el voltaje de las barras:* Las nuevas barras que entren en operación tendrán la posibilidad de operar con uno o dos niveles de voltaje. En caso de definir un nivel de voltaje, este se seleccionará en función de la población inicial. El mayor número de circuitos (de cierto nivel de voltaje) que incidan en la barra define el voltaje de la misma.
5. *Redefinir la población inicial:* Cuando el nivel de voltaje de las nuevas barras es necesario modificar las partículas para evitar que los circuitos y las barras de diferente voltaje se conecten. En caso de que alguna barra l' (secundario de un nuevo transformador) no tenga circuitos incidentes, la barra l' es definida como un nodo aislado para que el flujo óptimo de carga alcance la convergencia.
6. *Evolución de la población:* Una vez que la población de m individuos sea evaluada con la ecuación (1) se define la mejor solución y se aplica DE-PEBILc para optimizar el algoritmo.

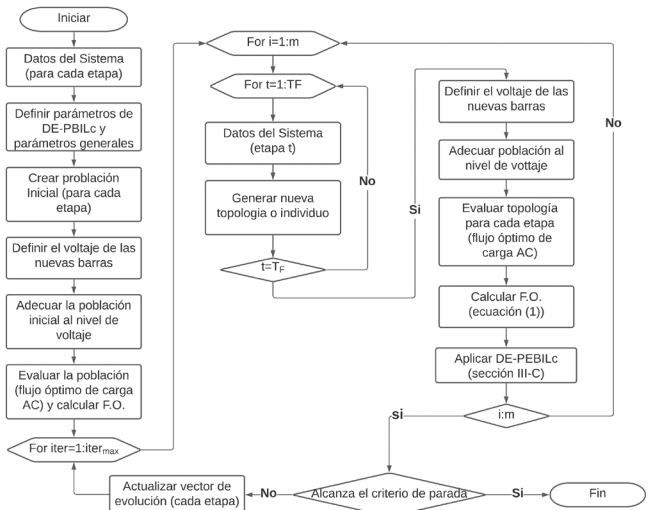


Fig. 3. Diagrama de flujo para resolver el problema PDET-MV

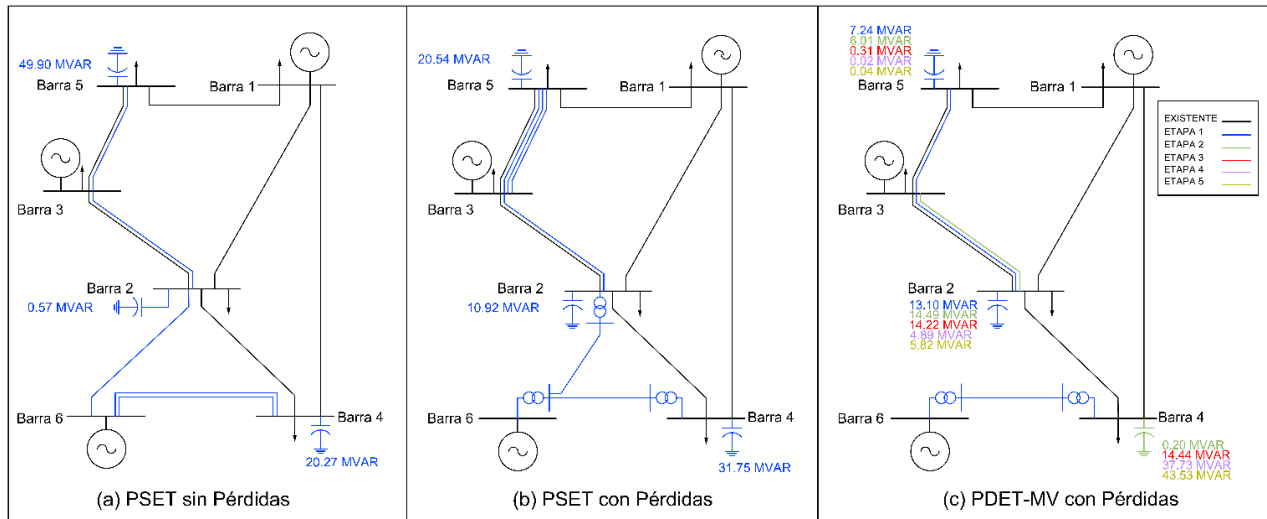


Fig. 3. Resultados Sistema Garver modelos PSET (sin pérdidas y con pérdidas) y PDET multi-voltaje (con pérdidas)

7. *Criterio de parada:* Existen tres criterios de parada: i) el número máximo de iteraciones, ii) el número máximo de repeticiones de una solución, iii) alcanzar un valor óptimo encontrado en anteriores pruebas. Si uno de estos criterios se cumple el algoritmo finaliza la optimización.

VI. RESULTADOS

Para medir las capacidades del algoritmo propuesto, se han realizado pruebas con en el sistema Garver 6-barras y el sistema IEEE24-barras. En cada sistema de prueba, se proponen dos casos de estudio en donde se aprecia el impacto de las pérdidas en PSET y PDET-MV. Cada escenario es definido con un costo por pérdidas $C_{MWh} = \$36.1/\text{MWh}$, costo por compensación de potencia reactiva $\alpha_2 = \$1000/\text{MVAR}$, crecimiento anual de la demanda de 6%, tasa de inflación de $d = 10\%$ y un horizonte de planificación de 10 años. Los parámetros de la metaheurística híbrida DE-PBILc para cada etapa se encuentran definidos en [7]. Para el modelo estático se utiliza una población de 60 partículas, mientras que para el modelo dinámico se opta por colocar 120 partículas.

Todas las pruebas fueron realizadas con Matlab y el algoritmo de flujo óptimo de carga AC de Matpower V6.0. El computador utilizado posee un procesador Intel i7 – 5820K 3.30 GHz.

A. Sistema Garver 6-barras

El sistema Garver está compuesto por 5 barras existentes y una nueva barra (Figura 4). Los datos del sistema, así como las características de las líneas de transmisión existentes y candidatas, se muestran en [4]. Se considera la posibilidad de elevar el voltaje de las barras 2, 3, 4 y 6 a 400kV. Con esto, la barra 6 puede presentar uno de los siguientes casos: i) elevar su nivel de voltaje a 400kV, o ii) trabajar con dos niveles de voltaje (230kV y 400kV). La capacidad térmica, impedancia y costo de

los circuitos de 400kV se asumen como 3, 1/3 y 1.5 veces respecto a los circuitos de 230kV. Cada etapa del horizonte de planificación tiene duración de 2 años.

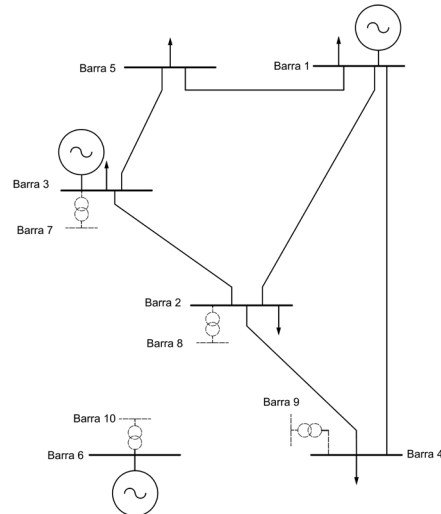


Fig. 4. Sistema Garver 6-barras con enfoque multi-voltaje (Caso Base)

La metaheurística DE-PEBILc presenta un buen desempeño con el modelo estático y dinámico para el sistema Garver. En el problema PSET con pérdidas el tiempo e iteraciones promedio por prueba para alcanzar el óptimo global fueron de 185 segundos y 64 iteraciones (tasa de éxito de 70%), mientras que para el PDET-MV fueron de 1397 segundos y 146 iteraciones (tasa de éxito de 30%) respectivamente.

Caso IA: Despreciando Pérdidas

Como los costos por pérdidas de transmisión son despreciados, no se percibe el beneficio de colocar infraestructura con nuevo voltaje (400kV). Los resultados de la Tabla 1 muestran que el mejor plan mantiene al sistema en 230kV. La inversión total



TABLA II
RESULTADOS DE LA PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA IEEE24 (MODELO PSET Y PDET-MV) – CASO IB Y CASO IIB

Caso		Caso IB		Caso 2B		
TEP		PSET		PDET-MV		
Líneas y Transformadores	Características	Etapa 1	Etapa 1	Etapa 1	Etapa 2	Etapa 3
LT_{2-6}	230kV	1	1	1	0	0
LT_{2-8}	230kV	0	1	0	0	0
LT_{6-7}	230kV	0	1	0	0	1
LT_{6-10}	230kV	0	0	0	1	0
LT_{7-8}	230kV	0	2	2	0	0
LT_{11-13}	230kV	0	0	1	0	0
LT_{20-23}	230kV	2	1	1	1	0
LT_{26-28}	400kV	0	1	0	0	0
LT_{25-29}	400kV	0	0	0	0	0
LT_{27-28}	400kV	1	1	1	0	0
LT_{29-30}	400kV	1	1	0	1	0
TR_{11-26}	1875MVA	0	1	0	0	0
TR_{12-27}	1875MVA	1	2	1	0	0
TR_{13-28}	1875MVA	1	1	1	0	0
TR_{14-30}	1875MVA	1	1	0	1	0
TR_{20-25}	1875MVA	0	0	0	0	0
TR_{23-29}	1875MVA	1	2	0	1	0
Costo de Líneas (M\$)		1577	2105	1207	502.92	26.48
Costo Total de Líneas (M\$)		1577	2105		1736.4	
Ampliación de S/E por etapa (MVA)		300	375	150	112.81	0
Costo Total de Ampliación de S/E (M\$)		300	375		262.81	
Compensación Shunt por etapa (MVAR)		2995.67	2247.87	542.03	386.75	1215.79
Costo Total Por Comp. Shunt (M\$)		29.96	22.48		14.68	
Pérdidas por Etapa (MW)		427.16	310.84	155.90	219.54	343.16
Costo Total por Pérdidas (M\$)		0	4914.98		2621.92	
Costo Total (M\$)		1903.78	7417.45		6088.68	

resulta en 130.71M\$, incluyéndose la inversión en líneas de 230kV (130M\$) e inversión en compensación de potencia reactiva (0.71M\$) colocada en las barras 2, 4 y 5 (figura 3a).

Caso IIA: Considerando Pérdidas

Al momento de incluir las pérdidas de transmisión (en PSET), el algoritmo opta por colocar circuitos de 230kV - 400kV ($LT_{2-3} = 1$, $LT_{3-5} = 3$, $LT_{7-9} = 1$, $LT_{8-9} = 1$) y ampliar las S/E 2, 4 y 6 con transformadores de 600MVA (figura 3b), generando una inversión total de 532.31 M\$. En el PDET-MV se colocan circuitos de 230kV - 400kV en la etapa 1 y 2 ($LT_{2-3} = 2$, $LT_{3-5} = 1$, $LT_{8-10} = 1$) y se amplían solo las S/E 4 y 6 con transformadores de 600MVA (figura 3c); lo que involucra una inversión total de 369.29 M\$.

Tanto en PSET como en PDET-MV, se coloca compensación shunt en las barras 2, 4 y 5. Ahora bien, el Caso 1A requiere un total de 71.74 MVAR mientras que el Caso 2A requiere 63.21 MVAR (ver en Tabla I), esto debido a que la entrada de circuitos de 400kV logra mejorar los perfiles de voltaje, disminuyendo la compensación shunt. En PDET-MV se puede apreciar que la entrada de nuevas líneas de transmisión y el redpacho de energía provoca una disminución de compensación de potencia reactiva en las barras 2 y 4 en cada etapa.

La razón por la que existe una elevada variación en el costo total de PSET y PDET-MV se debe al cálculo de las pérdidas de transmisión. En este último el cálculo es más preciso ya que se modela cada una de las etapas (crecimiento de la demanda por etapa de 12%), mientras que para PSET se considera que, durante todo el horizonte de planificación el sistema opera con

un incremento del 60% de la demanda. Si bien ambas soluciones (PSET y PDET-MV) requieren mayor inversión que el Caso IA, a largo plazo traen mayores beneficios al reducir los costos de operación del sistema. Con respecto el Caso IA, la entrada de los nuevos equipos permite reducir las pérdidas de transmisión un 50.14% (PDET-MV) siendo este, el mayor beneficio de colocar diferentes niveles de voltaje.

B. Sistema IEEE 24 barras

El sistema original consiste en 24 barras (cada una de 230kV) y 41 derechos de vía, con un límite máximo de 5 circuitos por derecho de transmisión. La demanda total es de 8550 MW y 1740 MVAR. Los datos completos del sistema se pueden encontrar en [13]. Con el objetivo de ver la aplicación de la metodología multi-voltaje, fue necesario crear un sistema alternativo (figura 5a) con las siguientes características: i) las barras 13 y 23 son nuevas centrales de generación que están por entrar en operación y pueden operar a 230kV, 400kV o ambos simultáneamente, ii) la longitud de las líneas candidatas hacia las barras 13 y 23 se multiplica por cinco respecto del caso original, iii) se considera que las barras 11, 12, 14 y 20 pueden elevar su nivel de voltaje a 400kV, existiendo la posibilidad de que trabajen con uno o ambos niveles de voltaje (230kV y 400kV) y iv) los derechos de vía se reducen a 23, los cuales incluyen todos los circuitos que inciden en las barras 6, 7, 13 y 23.

Para reducir la complejidad del problema PDET-MV se optó por trabajar con 3 etapas (cada una con una duración de 10/3 años). El límite del vector de decisión es de 3 circuitos por derecho de transmisión y la capacidad térmica, impedancia y

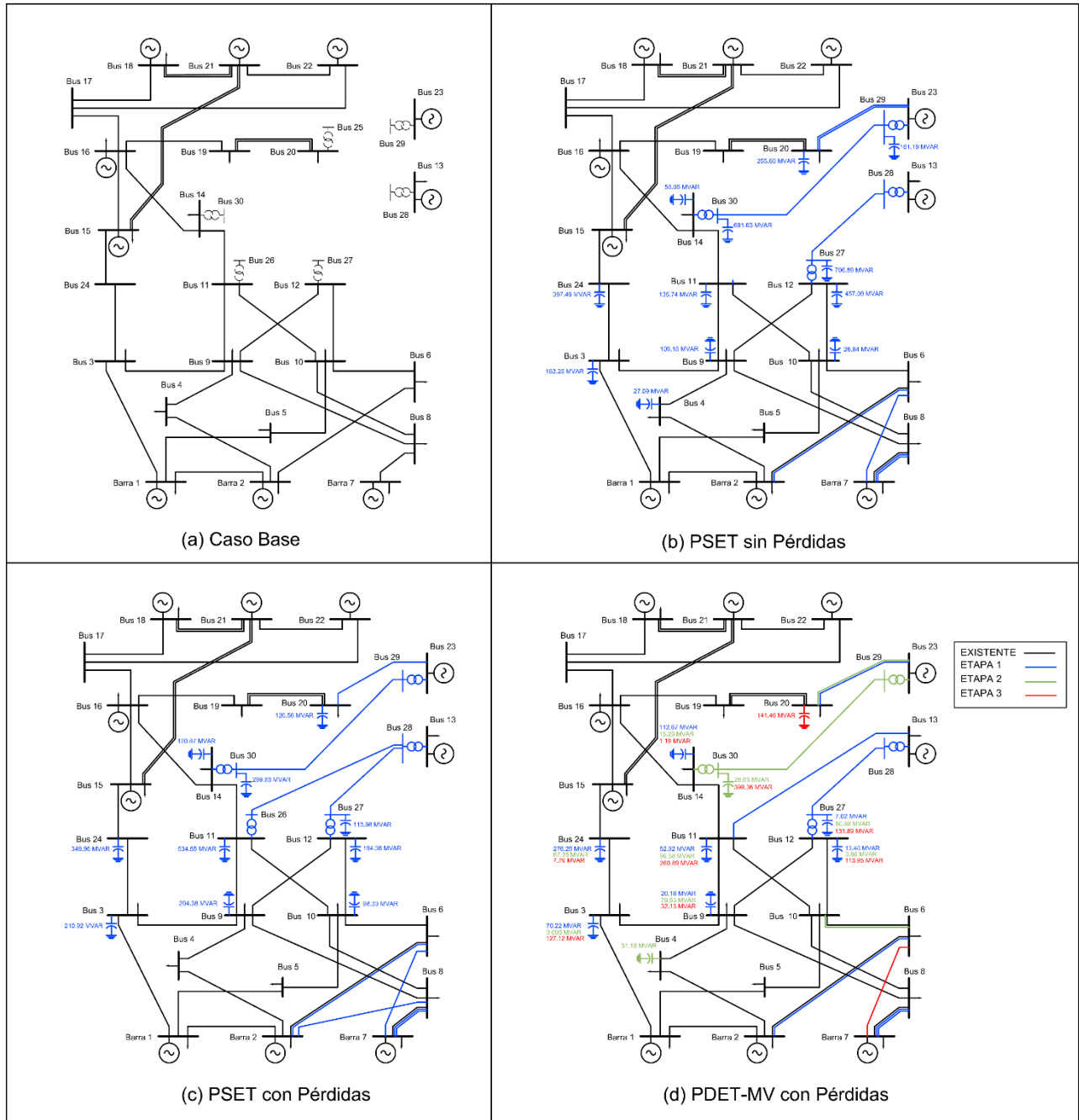


Fig. 5. Resultados de PSET y PDET-MV del Sistema IEEE 24 barras modificado

costo de los circuitos de 400kV que se asumen 3, 1/3 y 1.5 veces respecto a los circuitos de 230kV.

Caso IB: Despreciando Pérdidas de Transmisión

La energía de la barra 23 es despacha a los centros de carga con líneas de 230kV y 400kV ($LT_{20-22} = 2, LT_{29-30} = 1$); la barra 13 se conecta a la red con una línea de 400 kV ($LT_{27-28} = 1$). Para mantener los niveles de voltaje dentro de los límites

establecidos, se coloca en total 2995.67 MVAR de compensación reactiva. Este plan resulta en el más económico (1903.79 M\$), sin embargo, es el que mayor pérdidas presenta (427.16 MW). En la tabla 2 y figura 6b se puede ver a detalle el plan de expansión.

Caso IIB: Considerando Pérdidas de Transmisión

Para disminuir las pérdidas por transmisión en el problema de PSET (figura 5c), la energía de la barra 13 es despachada por dos circuitos de 400kV ($LT_{27-28} = 1$, $LT_{26-28} = 1$); mientras que la barra 23 se conecta a los centros de carga con 2 circuitos, uno de 230kV ($LT_{20-23} = 1$) y otro de 400kV ($LT_{29-30} = 1$). La inversión (7417.45 M\$) incluye los costos de los circuitos de 230kV y 400kV (2105 M\$), expansión de subestaciones (375 M\$), costos por pérdidas (4914.98 M\$) y compensación shunt (22.48 M\$).

La inversión en PDET-MV (6088.68 M\$) incluye los costos de los circuitos de 230kV - 400kV (1736.40 M\$), expansión de subestaciones (262.81 M\$), costos por pérdidas (2621.93 M\$) y compensación shunt (14.68 M\$). En la primera etapa, la energía de la barra 23 es despachada en la barra 20 con un circuito de 230kV y, a medida que la demanda incrementa, se amplía la S/E 23 (etapa 2) con un transformador de 1875MVA para entregar la energía a la barra 30 con un circuito de 400 kV. Finalmente, en la etapa 3 se agrega el circuito de 230kV ($LT_{6-7} = 1$). Ver a detalle en la figura 5d.

El plan de PDET-MV con pérdidas (figura 5c), tiene menos circuitos de 400kV en comparación con el plan de PSET con pérdidas (figura 5d). Esto se debe a que, en el modelo dinámico las pérdidas se calculan de forma más precisa, por lo que se requiere menos infraestructura para reducir los costos operativos.

En el sistema IEEE24, DE-PEBILc no presenta un buen desempeño con el modelo estático y dinámico. En el problema PSET con pérdidas el tiempo e iteraciones promedio por prueba para alcanzar el óptimo global fueron de 652 segundos y 292 iteraciones (tasa de éxito de 28%), mientras que para el PDET-MV fueron de 2846 segundos y 1017 iteraciones (tasa de éxito de 20%) respectivamente.

VII. CONCLUSIONES

El problema PDET con enfoque multi-voltaje y flujo de carga AC con compensación de potencia reactiva, es resuelto con la metaheurística híbrida DE-PEBILc. Los resultados muestran que la planificación con nuevos niveles de voltaje, toma mayor importancia al considerar los costos por pérdidas de transmisión y los costos de compensación de potencia reactiva. Si bien la inversión de PSET (sin pérdidas) resulta menor que la inversión PDET-MV (con pérdidas), esta última obviamente trae un mayor beneficio a largo plazo al reducir los costos operativos. Las soluciones indican que se debe colocar la mayor parte de infraestructura en las primeras etapas del horizonte de planificación puesto que, las pérdidas tienen alto impacto en la planificación.

La expansión de las subestaciones se modela con la entrada en operación de nuevos transformadores (modelo serie resistencia y reactancia). Esto permite obtener soluciones más cercanas a la realidad, sin embargo, se incrementa en gran medida la complejidad del problema; es por ello que en el sistema IEEE24-barras DE-PEBILc presenta inconvenientes para alcanzar la convergencia. En caso de no considerar la compensación de potencia reactiva, la única forma de mantener el nivel voltaje en los límites permitidos, consiste en colocar transformadores en paralelo, lo cual resulta en la solución más costosa

Para reducir la complejidad del problema y aumentar la tasa de éxito de la metaheurística, en próximos trabajos se recomienda: i) utilizar una función de costo para la expansión de S/E (M\$/MVA) y una función para el costo por pérdidas en la S/E (M\$/MWh), ambas en lugar del modelo serie del transformador, y ii) aplicar nuevos métodos de solución que permitan explorar y explotar de forma más eficaz el espacio de solución.

REFERENCIAS

- [1] A. R. Abdelaziz, "Genetic algorithm-based power transmission expansion planning," in *Proceedings of the IEEE International Conference on Electronics, Circuits, and Systems*, 2000, vol. 2, pp. 642–645, doi: 10.1109/ICECS.2000.912959.
- [2] V. A. Levi and M. S. Calovic, "Linear-programming-based decomposition method for optimal planning of transmission network investments," *IEE Proc. C Gener. Transm. Distrib.*, vol. 140, no. 6, pp. 516–522, 1993, doi: 10.1049/ip-c.1993.0075.
- [3] S. Binato, G. C. De Oliveira, and J. L. De Araújo, "A Greedy Randomized Adaptive Search Procedure for transmission expansion planning," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, no. 2, pp. 247–253, May 2001, doi: 10.1109/59.918294.
- [4] H. Seifi, M. S. Sepasian, H. Haghighat, A. A. Foroud, G. R. Yousefi, and S. Rae, "Multi-voltage approach to long-term network expansion planning," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 1, no. 5, pp. 826–835, 2007, doi: 10.1049/iet-gtd:20070092.
- [5] S. Jalilzadeh, A. Kazemi, H. Shayeghi, and M. Madavi, "Technical and economic evaluation of voltage level in transmission network expansion planning using GA," *Energy Convers. Manag.*, vol. 49, no. 5, pp. 1119–1125, May 2008, doi: 10.1016/j.enconman.2007.09.013.
- [6] H. Shayeghi, S. Jalilzadeh, M. Mahdavi, and H. Hadadian, "Studying influence of two effective parameters on network losses in transmission expansion planning using DCGA," *Energy Convers. Manag.*, vol. 49, no. 11, pp. 3017–3024, Nov. 2008, doi: 10.1016/j.enconman.2008.06.013.
- [7] E. G. Morquecho, S. P. Torres, N. E. Matute, F. Astudillo-Salinas, J. C. Lopez, and W. C. Flores, "AC dynamic transmission expansion planning using a hybrid optimization algorithm," in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe*, Oct. 2020, vol. 2020-October, pp. 499–503, doi: 10.1109/ISGT-Europe47291.2020.9248898.
- [8] S. P. Torres and C. A. Castro, "Expansion planning for smart transmission grids using ac model and shunt compensation," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 8, no. 5, pp. 966–975, 2014, doi: 10.1049/iet-gtd.2013.0231.
- [9] G. Latorre-Bayona and I. J. Pérez-Arriaga, "Chopin, A heuristic model for long term transmission expansion planning," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, no. 4, pp. 1886–1894, 1994, doi: 10.1109/59.331446.
- [10] 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, doi: 10.1109/TPWRS.2003.814891.
- [11] S. Das and P. N. Suganthan, "Differential evolution: A survey of the state-of-the-art," *IEEE Trans. Evol. Comput.*, vol. 15, no. 1, pp. 4–31, Feb. 2011, doi: 10.1109/TEVC.2010.2059031.
- [12] M. Wagner, A. Auger, and M. Schoenauer, "EEDA : A New Robust Estimation of Distribution Algorithms," INRIA, 2006. Accessed: Jan. 13, 2021. [Online]. Available: <https://hal.inria.fr/inria-00070802>.
- [13] M. J. R. Flores and A. V. Garcia, "Planejamento da expansão de sistemas de transmissão usando os modelos CC - CA e técnicas de programação não-linear," *undefined*, 2006.