

COMBINACIÓN DE TÉCNICAS METAHEURÍSTICAS Y EXACTAS PARA REDUCIR EL ESPACIO DE SOLUCIÓN EN EL PROBLEMA DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

MSc, Andrés Hernando Domínguez Castaño

Integrante Grupo Planeamiento En Sistemas Eléctricos - Universidad Tecnológica de Pereira
La Julita - Pereira - Colombia
andreshdominguez@gmail.com

PhD, Antonio Hernando Escobar Zuluaga

Profesor Titular - Universidad Tecnológica de Pereira. Pereira – Colombia
aescobar@utp.edu.co

PhD, Ramón Alfonso Gallego Rendón

Profesor Titular - Universidad Tecnológica de Pereira. Pereira – Colombia
ragr@utp.edu.co

RESUMEN

Se presenta una metodología mixta para resolver el problema de planeamiento de la expansión de las redes eléctricas considerando alternativas en el nivel de tensión. Se utiliza una técnica metaheurística para identificar las variables principales, es decir, elementos que son importantes para la red eléctrica futura. Un algoritmo genético especializado define los circuitos relevantes para el sistema y su valor más probable. Finalmente, una técnica exacta explora un espacio de soluciones reducido conformado únicamente por las variables principales y por un subconjunto de nuevas restricciones que limitan el rango de variación de estas variables. Los resultados obtenidos muestran que considerar alternativas de nivel de tensión en el sistema puede ser beneficioso económica y operativamente. La metodología de solución para el problema de planeamiento, incluyendo el nivel de tensión como variable adicional, resulta ser muy robusta. Las soluciones obtenidas siempre se localizan en subespacios de solución de alta calidad.

PALABRAS CLAVE: Planeamiento de la Transmisión Considerando el Nivel de Tensión, Reducción de Espacio de Solución, Técnicas Metaheurísticas y Exactas.

Área Principal: Área de Energía (EN-PO), Área de metaheurísticas (MH), Área de optimización combinatoria (OC).

ABSTRACT

A mixed methodology is presented to solve the transmission network expansion problem considering alternatives in the voltage level. A metaheuristic is used in order to identify the main variables, i.e., elements that are important for the future electrical network. A specialized genetic algorithm defines the relevant circuits for the system and their most probable value. Finally, an exact technique explores a reduced solution space conformed only by the main variables and a subset of new constraints, limiting the variation range of the mentioned variables. The obtained results show that considering alternatives for the voltage level of the system brings operational and economical benefits. The solution methodology for the planning problem including the voltage level as an additional variable, turns out very robust. The obtained solutions were always found in the solution subspaces of high quality.

KEYWORDS: Transmission Planning Considering the Voltage Level, Solution Space Reduction, Metaheuristics and Exact Techniques

Main area: Energy Area (EN-PO), MetaheuristicsArea (MH), Combinatorial Optimization Area (OC).

1. Introdução

El problema de planeamiento de la expansión de redes de transmisión de energía eléctrica consiste en determinar las inversiones que deben ser realizadas en un sistema de potencia de tal forma que la red existente se adecue para satisfacer los requerimientos de la generación y de la demanda futura. Los estudios de planeamiento toman como referencia la red actual y consideran el incremento de la demanda en los nodos del sistema, las alternativas de nueva generación, y la repotenciación de generación existente, en un horizonte de tiempo que normalmente es de 10 o más años. El planeamiento de la expansión, también denominado planeamiento de largo plazo, tradicionalmente tiene como principal objetivo minimizar el costo de inversión en nuevos elementos. Esto por causa de los altos costos asociados a dichos elementos a niveles altos de tensión.

El planeamiento estático considera reducir el costo de inversión a partir del planteamiento de un problema de optimización matemática que considera que la red existente hace parte de la solución futura, es decir, no se considera la posibilidad de retirar, trasladar o dejar desconectados en forma permanente, elementos que se encuentran operando en la red actual. También considera que un agente planeador ha establecido previamente los siguientes aspectos: 1) El crecimiento de la demanda en los nodos del sistema. 2) La cantidad y localización de generación nueva. 3) La capacidad adicional de plantas de generación existentes que están siendo o van a ser repotenciadas. 4) La localización y la cantidad de demanda de nodos nuevos. 5) La capacidad adicional de plantas de generación existentes que están siendo o van a ser repotenciadas. 6) La localización geográfica, el costo y las características eléctricas de los nuevos corredores de transmisión. 7) La localización, el tamaño y el costo de subestaciones nuevas. 8) Los niveles de tensión a los que operaran los corredores nuevos y existentes. 9) Los niveles de tensión asociados a las subestaciones nuevas.

El problema de planeamiento de la expansión de redes de transmisión de energía eléctrica pertenece a la categoría de problemas no lineales entero-mixtos (PNLEM) que adicionalmente pueden ser del tipo NP-completo cuando se analizan sistemas de gran tamaño y complejidad. El problema de planeamiento analizado ha mostrado ser un problema multimodal, no convexo, que no logra resolverse utilizando técnicas de optimización para problemas de PNLEM, en sistemas de gran tamaño. En sistemas de pequeño y mediano tamaño se encuentra la solución óptima usando métodos como Branch and Cut o Branch and Price (Bahense et al., 2001);(Sousa, Asada, 2011), siempre que se utilice el modelo lineal disyuntivo para modelar la red de transmisión. En estos casos se encuentra que los sistemas de cómputo requieren de grandes tiempos de cálculo si se les compara con los requeridos por técnicas metaheurísticas como Búsqueda Tabú o el algoritmo genético de Chu-Beasley (AGCB), entre otros.

Para resolver el problema de planeamiento de la expansión, se han utilizado diversas metodologías de solución que van desde las técnicas heurísticas y los métodos exactos de PNLEM hasta las técnicas metaheurísticas. Una primera aproximación a la solución del problema de planeamiento fue realizada en (Garver, 1970), la cual se fundamenta en los principios de la programación lineal (Ramón, Escobar, Toro, 2007). Otras técnicas utilizadas se fundamentan en programación no lineal (Sanchez et al., 2005), técnicas heurísticas (Monticelli, Santos, Pereira, 1982) y técnicas metaheurísticas (Escobar, Romero, Gallego, 2008). De otro lado, existen trabajos que incluyen dentro del planeamiento el nivel de tensión entre las variables de decisión del sistema (Jalilzadeh et al., 2009). Sin embargo, en estas, las subestaciones se eliminan de la representación eléctrica del problema y sólo se considera su costo de expansión basado en una

capacidad calculada de manera aproximada. Al no considerar el efecto eléctrico de los transformadores en la red, se obtienen resultados aproximados. Lo anterior puede generar diferencias en los resultados cuando se comparan con formas exactas de solución (Domínguez, Escobar, Gallego, 2011).

Puede encontrarse una revisión de las publicaciones y modelos que han sido utilizados para el problema de planeamiento en (Latorre, Cruz, Areiza, 2003) y (Romero, Garcia, Haffner 2002). En (Sum-Im et al., 2006), se encuentra un resumen de los tipos de planeamiento, y en (Lee et al., 2006), se presenta una clasificación de los algoritmos utilizados. En (Escobar, 2008), también se presenta un resumen de los diversos trabajos realizados en el planeamiento de la transmisión.

En este trabajo se presenta una metodología de solución que modifica el modelo usado para resolver el problema de planeamiento de la expansión, aplicado tradicionalmente, de tal forma que considere alternativas de tensión para los corredores nuevos, así como las tensiones y las localizaciones de subestaciones nuevas. La idea es beneficiarse de las economías de escala que pueden ser aprovechadas, y que no aparecen, cuando se considera que los circuitos candidatos a ser adicionados tienen un nivel de tensión pre-establecido. Definir a priori la tensión de los nuevos corredores es menos efectivo que considerar la tensión como una de las cantidades que deben ser definidas por el proceso de evaluación de alternativas.

Es claro que al incluir el nivel de tensión como variable del sistema, el número de soluciones factibles y el número de soluciones óptimas locales puede incrementarse en forma exponencial y hacer prohibitiva su solución. Para compensar en parte este aumento de la complejidad, se propone aprovechar la capacidad del algoritmo genético de Chu-Beasley (AGCB) (Ramón, Escobar, Toro, 2008), para ubicarse en subespacios de alta calidad. A partir de los valores que asumen las variables en estos subespacios puede reducirse el rango de variación de las variables principales (aquellas que dan diferentes de cero) y eliminar del problema aquellas variables que asumen el valor cero, o reducir la posibilidad de que asuman valores lejanos de cero. Una técnica exacta puede complementar el proceso de optimización utilizando un modelo de programación lineal entera PLE para explorar exhaustivamente el subespacio de interés. Esta metodología no garantiza el óptimo global del problema pero es más próximo a su determinación que la técnica metaheurística operando sola.

2. Modelo del problema de planeamiento

A continuación se presenta el modelo matemático usado para resolver el problema de planeamiento estático de la transmisión basado en cambio de nivel de tensión. Este último se deriva del modelo DC (Escobar, Romero, Gallego, 2010), el cual es considerado ideal cuando se hacen trabajos de planeamiento de la transmisión.

$$\min v = \sum_{(i,j) \in \Omega_2} c_{ij} n_{ij} + \sum_{(i,j) \in \Omega_3} c''_{ij} n''_{ij} + \alpha \sum_{i \in \Omega_1} r_i \quad (1)$$

s.a.

$$S^0 f^0 + S' f' + g + r = d \quad (2)$$

$$f_{ij}^0 - (\theta_i - \theta_j)(n_{ij} + n_{ij}^0) \gamma_{ij} = 0 \quad \forall (i,j) \in \Omega_2 \quad (3)$$

$$f'_{ij,t} - (\theta_i - \theta_j) n'_{ij,t} \gamma'_{ij,t} Y_{ij,t} = 0 \quad \forall (i,j) \in \Omega_3, t = 1, 2, 3, \dots, nt \quad (4)$$

$$\sum_{t=1}^{nt} Y_{ij,t} = 1 \quad \forall (i,j) \in \Omega_3 \quad (5)$$

$$f'_{ij} = \sum_{t=1}^{nt} f'_{ij,t} \quad (6)$$

$$|\theta_i - \theta_j| \leq \frac{\bar{f}_{ij}}{\gamma_{ij}} \quad \forall (i, j) \in \Omega_2 \quad (7)$$

$$|\theta_i - \theta_j| \leq \min \left\{ \frac{\bar{f}'_{ij,l}}{\gamma'_{ij,l}} + M(1 - Y_{ij,l}), \dots, \frac{\bar{f}'_{ij,nt}}{\gamma'_{ij,nt}} + M(1 - Y_{ij,nt}) \right\} \quad \forall (i, j) \in \Omega_3 \quad (8)$$

$$0 \leq g \leq \bar{g} \quad (9)$$

$$0 \leq n_{ij} + n''_{ij} \leq \bar{n}_{ij} \quad \forall (i, j) \in \Omega_2 \quad (10)$$

$$0 \leq n''_{ij} \leq \bar{n}_{ij} \quad \forall (i, j) \in \Omega_3 \quad (11)$$

$$0 \leq r \leq \bar{r} \quad (12)$$

$$n''_{ij} = \sum_{t=1}^{nt} n'_{ij,t} Y_{ij,t} \quad (13)$$

$$c''_{ij} = \sum_{t=1}^{nt} c'_{ij,t} Y_{ij,t} \quad (14)$$

$$Y_{ij,t} \in \{0, 1\}, \{n_{ij}, n^0_{ij}, n'_{ij,t}, n''_{ij}\} \text{ Entero}, \{\gamma_{ij}, \gamma'_{ij,t}\} \text{ Discreto}, \{f^0_{ij}, f'_{ij,t}, g_i, \theta_j, f'_{ij}\} \text{ Irrestricto}$$

En el modelo anterior, c_{ij} es el costo de adicionar una línea en la rama $i-j$ en la red base, $c'_{ij,t}$ es el costo de adicionar una línea en la rama $i-j$ en la red nueva de nivel de tensión t , Ω_1 es el conjunto de nodos con carga, Ω_2 es el conjunto de los corredores de transmisión existentes en la red base, Ω_3 es el conjunto de los corredores de transmisión nuevos, α es un parámetro de penalización asociado a la potencia no servida, r es un vector de generadores artificiales, S^0 es la matriz de incidencia nodo-rama del sistema eléctrico en la red base, S' es la matriz de incidencia nodo-rama del sistema eléctrico en la red nueva, f^0 es el vector de flujo cuyos elementos representan el flujo total en el camino $i-j$ en la red base, f' es el vector de flujo cuyos elementos representan el flujo total en el camino $i-j$ en la red nueva (f'_{ij}) en el nivel de tensión t , g es el vector de generaciones nodales, d es el vector de demandas nodales, γ_{ij} es la susceptancia de una línea en el corredor $i-j$ en la red base, $\gamma'_{ij,t}$ es la susceptancia de una línea en el corredor $i-j$ en la red nueva en el nivel de tensión t , θ es el vector de ángulos nodales, \bar{f}_{ij} es el flujo máximo permitido para una línea en el camino $i-j$ en la red base, $\bar{f}'_{ij,t}$ es el flujo máximo permitido para una línea en el camino $i-j$ en la red nueva en el nivel de tensión t , \bar{g} es el vector de máxima generación nodal, n_{ij} es el número de refuerzos adicionados en la rama $i-j$ en la red base, \bar{n}_{ij} es el número máximo de líneas que se pueden adicionar en la rama $i-j$, n^0_{ij} es el número de líneas en la rama $i-j$ en la red base, $n'_{ij,t}$ es el número de líneas adicionadas en la rama $i-j$ en el nivel de tensión t , y $Y_{ij,t}$ es una variable binaria para elegir el nivel de tensión.

La función objetivo está compuesta por tres términos: el primero representa la suma de los costos de los refuerzos adicionados en la red base, el segundo representa la suma de los costos de los elementos adicionados en el nivel de tensión t en la red nueva y el tercero representa la suma de demandas no atendidas en los nodos de carga. En el modelo se deben hacer las siguientes aclaraciones: 1) M , es un parámetro de gran tamaño, que permite controlar la inclusión o no de la segunda ley de Kirchhoff para los corredores y definir los límites de la abertura angular. 2) El grupo de restricciones (4), representan la segunda ley de Kirchhoff aplicada al conjunto de reactancias de cada corredor de transmisión nuevo, conectada entre los nodos $i-j$ al nivel de tensión t . Si el nivel de tensión t está seleccionado, el valor de $Y_{ij,t} = 1$, y se aplica la segunda ley de Kirchhoff al corredor. Si $Y_{ij,t} = 0$ no se aplica la segunda ley de Kirchhoff a dicho

corredor y, adicionalmente, obliga a que el flujo $f'_{ij,t}$ sea cero. 3) La restricción (5), garantiza que por cada corredor de transmisión nuevo $i-j$, sólo pueda seleccionarse un nivel de tensión t del subconjunto de nt niveles posibles. 4) Existen dos restricciones de abertura angular, la primera (7), es aplicada a los corredores de la red existente, y en la segunda (8), el término $M(1 - Y_{ij,nt})$ se hace cero para el corredor $i-j$ al nivel de tensión seleccionado para dicho corredor ($Y_{ij,t} = 1$), seleccionando como límite de abertura angular la relación de la capacidad máxima de transferencia de potencia y susceptancia de la línea de transmisión utilizada al nivel de tensión t . Y 5) El modelo permite adiciones sobre los corredores de transmisión existentes en la red inicial pero conserva el nivel de tensión que dichos corredores poseen.

3. Metodología de solución

En el problema de planeamiento tradicional, el conjunto de variables de decisión representa las adiciones en líneas de transmisión y en transformadores de subestaciones nuevas o existentes. Las técnicas de solución tradicionales no hacen una diferenciación entre estos tipos de variables. En este trabajo se propone separar estas variables con el propósito de definir reglas diferentes para líneas y subestaciones. Esta forma de resolver el problema permite aprovechar las particularidades de los dos tipos de variables y mejorar la eficiencia computacional.

El algoritmo genético de Chu-Beasley selecciona los mejores subconjuntos de adiciones en líneas de transmisión, y procedimientos heurísticos determinan la capacidad de las subestaciones para cada propuesta de inversión. De esta forma, el AGCB trabaja sobre un vector de variables de decisión de menor tamaño que el que tendría si tuviera que decidir también respecto a las inversiones en subestaciones.

A continuación se presentan las características especiales del AGCB que le permiten ubicarse en sub-espacios de alta calidad rápidamente y algunos parámetros de ajuste del AGCB utilizados en la investigación para la búsqueda en el espacio de solución. También se muestra el procedimiento heurístico para determinar la capacidad de una subestación y finalmente se presenta la forma como puede utilizarse un AGCB y una técnica exacta para reducir el esfuerzo computacional.

3.1 Algoritmo genético de Chu-Beasley

El AGCB implementado para el problema de planeamiento propuesto está formado por las siguientes partes:

A. *Esquema de codificación*: Se compone de dos partes. En la primera parte, el AGCB especializado debe decidir la adición de circuitos tanto en corredores nuevos como en corredores existentes. En la segunda parte, en el caso de corredores nuevos, debe decidir el nivel de tensión para su operación. La figura 1 muestra un ejemplo de esta codificación.

n_{12}	n_{23}	n_{24}	n_{45}	n_{46}	n_{67}	n_{17}
0	1	1	2	1	1	1

T_{12}	T_{23}	T_{24}	T_{45}	T_{46}	T_{67}	T_{17}
--	--	2	1	1	1	1

Figura 1. Esquema de Codificación

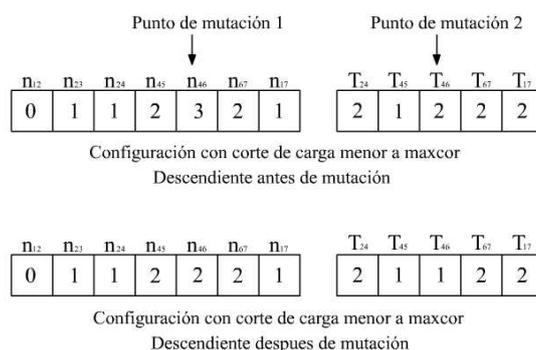


Figura. 3. Operador de Mutación

F. Mejoría local de un individuo: En el planeamiento de la transmisión, luego de la etapa de mutación, el descendiente puede ser sometido a un análisis especial en el que puede mejorarse la función objetivo y/o disminuir la infactibilidad. El individuo se somete a un análisis basado en sensibilidad, para observar posibles corredores donde se hace necesario el uso de adiciones, disminuyendo la infactibilidad. Esto se logra usando un algoritmo heurístico constructivo basado en la propuesta de Villasana-Garver-Salon (Villasana, Gerver y Salon, 1985). Posteriormente, para mejorar aún más la solución parcial, se aplica un procedimiento que identifica elementos redundantes en el sistema, es decir, circuitos que al ser removidos no causan ningún efecto adverso en la calidad de la solución. Para lograr este propósito, se resuelve la red sucesivamente, retirando cada vez una de las líneas adicionadas en la propuesta, y se verifica la importancia de cada adición por separado. El proceso de eliminación de líneas de transmisión se realiza en orden decreciente de costo.

G. Modificación de la población: En la etapa final, un descendiente que cumple diversidad (descendiente difiere de todos los individuos de la población) puede reemplazar un individuo de la población actual en los siguientes casos: a) el descendiente es infactible y en la población existen individuos infactibles con mayor infactibilidad; b) el descendiente es factible y en la población existen individuos infactibles. En los anteriores casos se reemplaza al individuo más infactible de la población; y c) el descendiente es factible y en la población solo existen individuos factibles, algunos de peor calidad que el descendiente. En este caso el descendiente reemplaza al individuo con peor función objetivo. Si el descendiente es mejor que la mejor solución encontrada en todo el proceso de optimización (incumbente) y no cumple diversidad, se elimina temporalmente la condición de diversidad y se reemplaza por el peor individuo de la población. Los individuos que no cumplen diversidad con él, se eliminan de la población. Este mecanismo se denomina criterio de aspiración. El proceso se detiene si la mejor solución (incumbente) no mejora luego de un número especificado de iteraciones.

H. Parámetros de ajuste utilizados en el AGCB

En el AGCB se usó selección por torneo, con entre $k=2$ y 5 individuos por torneo. El mejor resultado se obtuvo con $k=2$. Se probaron tasas de mutación (TM) entre el 1% y 5%, se obtuvo mejor eficiencia con un valor de $TM=1\%$. La tasa de recombinación usada es del 100%. El tamaño de la población varía entre 60 y 100 individuos, con el 10% creado de forma heurística. Se considera una diversidad de un 1 bit de diferencia y un factor de penalización del racionamiento de 500 US\$/MW. Además, se considera un límite de 5 adiciones por corredor de transmisión.

3.2 Procedimiento heurístico para determinar la capacidad de una subestación

La propuesta de inversión en líneas de transmisión de un descendiente de la población de individuos del AGCB puede ser sometido a un análisis para determinar la capacidad de una subestación. Para esto primero se deben identificar los puntos del sistema donde es necesario crear o ampliar una subestación. Luego, las reactancias y las capacidades de las subestaciones se calculan usando una técnica heurística aplicada en tres pasos: en el primer paso se colocan temporalmente todas las reactancias de los transformadores en cero y se dejan los valores de sus capacidades de potencia ilimitados. En un segundo paso se aplica un flujo de carga DC al sistema resultante y se calculan los flujos de potencia que circulan entre los nodos donde existan subestaciones o donde estas se requieran. La cantidad de transformadores requeridos en cada subestación se calcula de forma aproximada a través del siguiente índice de sensibilidad:

$$I_s = \frac{f_{ij}}{f_{ij}} (15)$$

Donde el numerador de la relación (15) es el flujo que circula entre los nodos donde existe o se requiere un transformador y el denominador indica capacidad máxima de un transformador candidato que puede ser conectado en ese lugar. Luego, se puede establecer el número de transformadores que posiblemente sean necesarios aproximando el resultado de (15) al entero inferior más cercano. En el tercer paso, se utiliza un procedimiento de búsqueda local, basado en un microgenético, que considera como variables únicamente a las subestaciones del sistema. De esta forma se realiza una búsqueda en la vecindad de la configuración inicial para identificar combinaciones que mejoren el funcionamiento global de la red. El algoritmo microgenético tiene un diseño que requiere de poco esfuerzo computacional, y está basado en un algoritmo genético simple con las siguientes características: 1) población inicial: creada de forma aleatoria, 2) los elementos de la población deben discrepar en al menos un transformador de transmisión, 3) al ser una técnica de búsqueda local exclusiva para transformadores, se limita la adición de recursos a pocos elementos, 4) Selección: se seleccionan aleatoriamente dos individuos. No existe torneo, 5) Recombinación: se recombinan los individuos seleccionados usando intercambio de información entre los cromosomas, de un único punto, 6) La tasa de mutación debe ser alta, 7) Reemplazo: sigue las mismas características del AGCB propuesto, sin embargo no contiene la etapa de aspiración, 8) penaliza la demanda no atendida y 10) se resuelve para un número pequeño de generaciones.

3.3 Disminución del espacio de solución mediante la identificación de variables principales

El AGCB implementado, se compone de etapas especializadas de selección y adición de circuitos, y logra identificar los corredores más relevantes del sistema. A partir de una población de individuos construida con estas características relevantes, el algoritmo se ubica en subespacios de alta calidad rápidamente. Adicionalmente, para esta etapa final, se separan las variables en variables principales y variables secundarias. Para las variables principales se define un nuevo límite máximo de adiciones de acuerdo a los resultados obtenidos con la metaheurística. La experiencia muestra que si en un corredor se adicionan 4 circuitos en una propuesta subóptima, en la solución óptima este valor cambia pero no radicalmente. Si se acotan los límites de las variables principales respecto a los límites que presentan en el problema inicial, una técnica exacta no tendrá que explorar todo el espacio de solución, sino una pequeña fracción de él, agilizando el proceso de convergencia. Se define un criterio heurístico para la restricción máxima de circuitos que se pueden agregar en cada corredor, para la respectiva evaluación con la técnica exacta. El criterio que se utiliza es el siguiente: si en el proceso de identificación de los $n_{ij,max}$ se observan circuitos con valor cero, se les proporcionaría un valor de cero adiciones como límite máximo en la técnica exacta. En otras palabras, se eliminan como variables del problema.

Si los $n_{ij,max}$ resultan diferentes de cero, se les asigna como límite máximo el valor $(n_{ij,max}+k)$. El valor de k es una holgura que se determina experimentalmente. En el problema de planeamiento analizado se encuentran buenas soluciones con un valor de $k = 1$.

Para mostrar la metodología se utilizan los vectores de la figura 4, que se asume que son tres soluciones subóptimas (individuo 1, individuo 2 e individuo 3) encontradas por una técnica metaheurística.

	n_{AB}	n_{AC}	n_{BD}	n_{CD}
Individuo 1	1	0	1	1
	n_{AB}	n_{AC}	n_{BD}	n_{CD}
Individuo 2	0	0	2	1
	n_{AB}	n_{AC}	n_{BD}	n_{CD}
Individuo 3	1	0	1	0
	n_{AB}	n_{AC}	n_{BD}	n_{CD}
$n_{ij,max}$	2	0	3	2

Figura. 4. Límite máximo de elementos en la estrategia

Al aplicar la estrategia propuesta de reducción del espacio de soluciones, al ejemplo de la figura 4, se observa que dos de las tres soluciones identifican la adición de un circuito en el corredor AB. Por lo tanto se toma como límite superior de adiciones, para este corredor, el mayor valor identificado más uno. En consecuencia, $n_{AB,max} = 2$. Para el corredor AC ninguna solución identifica la necesidad de adicionar circuitos. En consecuencia, la variable n_{AC} se elimina del problema. La misma lógica se aplica a los demás corredores.

4. Resultados

A continuación se muestran los resultados obtenidos. Se usó como sistema de prueba el sistema sur brasileiro de 46 barras y 79 corredores de la literatura especializada, que se denominará en adelante sistema sur46A. A partir de este sistema se crean dos sistemas nuevos: el sistema sur brasileiro de 46 nodos con la demanda aumentada respecto al sistema original pero que conserva los niveles de tensión del sistema inicial, que se denominara sistema sur46B; y el sistema sur46C que tiene la demanda modificada del sistema sur46B pero que permite que los corredores nuevos puedan operar a 230KV o a 500KV. Los datos de los sistemas pueden ser consultados con los autores. Para la solución se utiliza un AGCB implementado en un programa de computador escrito en FORTRAN, también se resuelve el problema usando el *solver* de uso público GLPK (GNU Linear Programming Kit, 2012) el cual utiliza en su interior una técnica exacta. Finalmente se muestran los resultados de una metodología híbrida que combina las características del AGCB y el *solver* GLPK (identificación de variables principales).

A. AGCB y Solver GLPK: Trabajando en forma separada

En principio, el AGCB implementado se prueba sobre el sistema sur46C encontrando una solución de 165.701.000 US\$ y requiriendo un tiempo de cómputo de 452,37 segundos. La configuración encontrada es:

$$\begin{array}{cccc}
 n_{12-14}=4 & n_{18-20}=2 & n_{20-23}=1 & T_{18-19}=1 \\
 T_{20-21}=2 & T_{42-43}=2 & n_{6-46}=1 & n_{28-31/500kV}=1 \\
 n_{28-30/500kV}=1 & T_{5-6}=2 & T_{26}=2 & n_{26-29/500kV}=1
 \end{array}$$

Al utilizar el sistema de prueba sur46B, es decir, al eliminar la posibilidad de seleccionar el nivel de tensión de los corredores nuevos, se encuentra una solución de mayor costo igual a $v= 177.383.000$ US\$, con la siguiente configuración:

$$\begin{array}{cccc}
 n_{12-14}=4 & n_{18-20}=2 & n_{20-23}=1 & T_{18-19}=1 \\
 T_{20-21}=2 & T_{42-43}=2 & n_{6-46}=1 & n_{28-31/500kV}=1 \\
 n_{28-30/500kV}=1 & n_{26-29/230kV}=5 & T_{29-30}=2 & T_{5-6}=2
 \end{array}$$

Al comparar los resultados de los sistemas sur46B y sur46C se observa que la solución de 177'383.000 US\$ se reduce a la solución de 165'701.000 US\$. Esto quiere decir que al considerar el nivel de tensión como variable en los corredores nuevos, se puede obtener una solución con menor costo de inversión, justificando la inclusión de estas variables en el problema de planeamiento. Puede observarse que la solución de 165.701.000 US\$ agrega una subestación nueva respecto a la solución de 177.383.000 US\$. Esta subestación: $T_{26}=2$ es una subestación de 230KV/500KV. También se modifica el nivel de tensión del corredor 26-29 de 230KV, del caso base, a 500KV, usando la nueva propuesta.

Finalmente se utilizó un *solver* disponible de uso público, denominado GLPK (GNU Linear Programming Kit, 2012), para resolver el sistema sur46C, usando el modelo lineal disyuntivo para representar la red de transmisión (Escobar, Romero, Gallego, 2010), el cual permite convertir el problema de programación no lineal entero-mixto PNL-EM en un problema de programación lineal entero-mixto PL-EM, que el GLPK logra resolver con éxito. El GLPK encuentra la misma solución hallada con la alternativa 2 (de 165.701.000 US\$) en un tiempo de 10,41 horas. En este caso la calidad de la solución encontrada el AGCB y por el solver GLPK es la misma pero el tiempo de cálculo se reduce de 10,41 horas a 7,54 minutos.

B. AGCB y Solver GLPK: Trabajando en forma combinada

Finalmente, considerando como sistema de prueba el sistema sur con alternativas de nivel de tensión (sur46C), utilizando el AGCB para encontrar las variables principales y sus nuevos límites y usando el solver GLPK para realizar la evaluación exhaustiva del espacio reducido resultante, se obtiene una inversión de 165.701.000 US\$, es decir, la misma solución encontrada anteriormente. La tabla 1 resume el desempeño, desde el punto de vista del tiempo computacional.

TABLA I
DESEMPEÑO AGCB EN CONJUNTO CON GLPK.

GENERACIONES AGCB	TIEMPO AGCB (s)	TIEMPO GLPK (s)	TIEMPO TOTAL(S)
58	39,562	1809,5	1849,06

Se observa que aunque la metodología implementada con el AGCB presenta un mejor desempeño, la opción de combinar el AGCB y una técnica exacta permite asegurar que la solución encontrada es la mejor solución que existe en el subespacio que identificó la técnica metaheurística. Adicionalmente esta solución híbrida presenta un tiempo de solución intermedio entre el AGCB y la alternativa de utilizar exclusivamente una técnica exacta: El tiempo cae de 10,41 horas a 0,5136 horas. Debe considerarse que la técnica híbrida siempre encontrará soluciones de alta calidad, mientras que la técnica exacta sola no logra resolver el problema cuando el sistema es de gran tamaño y complejidad. En resumen, esta alternativa resulta de gran interés, ya que puede ayudar a resolver problemas de planeamiento de la expansión de redes de transmisión de energía eléctrica de gran tamaño, donde resulta imposible la convergencia de una técnica exacta. Es de aclarar que este método que aplica cortes al espacio solución, identificando variables principales mediante un AGCB, se encuentra aún en etapa de investigación y desarrollo.

5. Conclusiones

Se desarrolló una metodología para el planeamiento de la expansión de la transmisión que considera cambios de nivel de tensión y que obtiene el mínimo costo de inversión con resultados satisfactorios.

En la medida que se adicionan más variables al problema de planeamiento, y aumenta su complejidad, se hace necesario desarrollar nuevas alternativas de solución que permitan reducir el espacio de soluciones. En esta investigación se muestra una opción que permite eliminar y luego reintroducir las subestaciones del sistema eléctrico, con el objetivo de reducir el tamaño del vector de variables de decisión y guiar la determinación de su dimensión. Con las propuestas presentadas se logra disminuir en alto grado la ubicación estocástica de transformadores haciéndola más determinística, al utilizar una heurística basada en sensibilidad combinada con una técnica de búsqueda local. También se usó el concepto de variables principales identificadas por técnicas metaheurísticas para reducir el espacio de soluciones.

Se observa una gran distancia, en tiempo de cómputo, entre las denominadas técnicas exactas y las técnicas híbridas basadas en metaheurísticas. Esto se hace más evidente en la medida en que el tamaño del sistema aumenta. De todas formas, es importante que las investigaciones evalúen continuamente la eficiencia de las técnicas exactas, para los problemas que se resuelven, ya que continuamente se mejora la capacidad y la velocidad de los sistemas de cómputo y se mejoran las técnicas de solución.

Dentro de los trabajos que se están realizando en la actualidad se están aplicando los aspectos metodológicos descritos en esta investigación al sistema de transmisión nacional (sistema Colombiano), y a otros sistemas de prueba de mayor tamaño y complejidad. De otro lado, además de integrar el nivel de tensión como variable, se requieren incluir otros aspectos como: seguridad, confiabilidad y análisis de pérdidas técnicas, aspectos que se espera incluir en trabajos futuros.

6. Agradecimientos

Los autores desean agradecer al Grupo de Planeamiento en Sistemas Eléctricos, de la Universidad Tecnológica de Pereira, y a Colciencias por el apoyo brindado a esta investigación.

7. Referencias

Bahiense L. et al. (2001). A Mixed Integer Disjunctive Model for Transmission Network Expansion. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 16, No. 3.

- Domínguez A.H.; Escobar A.; Gallego R.A.** (2011). Propuesta de reducción de modelo para el problema de planeamiento de la expansión de la transmisión. *Revista Scientia et Technica*, Universidad Tecnológica de Pereira, Vol 3, No 49.
- Escobar, A.** Análise Crítica de Aspectos de Modelagem Matemática no Planejamento da Expansão a Longo Prazo de Sistemas de Transmissão. Tesis Doctoral. Faculdade de Engenharia Campus de Ilha Solteira-UNESP, Diciembre 2008.
- Escobar, A.H., Gallego, R.A., Romero, R.** (2011). Using traditional heuristic algorithms on an initial genetic algorithm population applied to the transmission expansion planning problem. *Revista Ingeniería e Investigación Universidad Nacional de Colombia*. Vol. 31. N°. 1. pp. 127-143.
- Escobar, A.H., Romero, R., Gallego, R.A.** *Modelos usados en el planeamiento de la expansión a largo plazo de sistemas de transmisión de energía eléctrica*. ISBN: 978-958-722-077-3. Universidad Tecnológica de Pereira. Pereira, Colombia, pp. 22-72, 2010.
- Escobar, A.H.; Romero, R.A.; Gallego, R.A.** (2008). Transmission network expansion planning considering multiple generation scenarios. *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, IEEE/PES*, pp.1-6.
- Garver, L.L.** (1970). Transmission network estimation using linear programming. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-89, n. 7, pp. 1688-1697.
- GNU Linear Programming Kit.** Disponible en: <http://www.gnu.org/software/glpk/>. Consultado 24 de Noviembre de 2012.
- Jalilzadeh, S. et al.** (2009). A GA Based Transmission Network Expansion Planning Considering Voltage Level, Network Losses and Number of Bundle Lines. *American Journal of Applied Sciences* 6 (5): 970-977.
- Latorre, G.; Cruz, R.; Areiza, J.** (2003). Classification of publications and models on transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 18, n. 2, p. 938-946, 2003.
- Monticelli, A.; Santos, A.; Pereira, M. V. F.** (1982). Interactive transmission network planning using a least-effort criterion. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-101, n. 10, pp. 3919-3925.
- Ramón, R.A.; Escobar, A.; Toro, E.** *Programación lineal y flujo en redes*. ISBN: 958-8272-26-2. Universidad Tecnológica de Pereira. Pereira, Colombia, 2007.
- Ramón, R.A.; Escobar, A.; Toro, E.** *Técnicas metaheurísticas de optimización*. ISBN: 978-958-722-007-0. Universidad Tecnológica de Pereira. Pereira, Colombia, 2008.
- Romero, R.; Garcia, A.; Haffner, S.** (2002). Test systems and mathematical models for transmission network expansion planning". *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, v. 149, n. 1, pp. 27-36.
- Sánchez, I.G. et al.** (2005). Transmission-expansion planning using the DC model and nonlinear-programming technique. *IEE Proceeding in Generation Transmission and Distribution*, vol. 152, No. 6, pp. 763-769. Noviembre de 2005.
- Sousa, A. S.; Asada, E. N.** (2011). A heuristic method based on the branch and cut algorithm to the transmission system expansion planning problem. *Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-6.
- Sum-Im, T. et al.** (2009). Differential evolution algorithm for static and multistage transmission expansion planning. *Generation, Transmission and Distribution, IET*, v. 3, n. 4, pp. 365-384.
- Villasana, R., Garver, L., Salon, S.** (1985). "Transmission network planning using linear programming". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. N°. 2. pp. 104.