

PLANEAMIENTO AC INTEGRADO DE LA EXPANSIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Integrated AC Planning for Expansion of Electric Power Transmission System

RESUMEN

En este artículo se presenta un modelo matemático para solucionar el problema del planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión cuando se considera que se puede planear líneas, transformadores, bancos de condensadores fijos y variables. El problema es solucionado empleando un algoritmo heurístico, que está dividido en dos partes, una parte para la ubicación óptima de líneas/transformadores y la otra para la ubicación óptima de condensadores. Para testar la eficiencia de la metodología se utilizan los sistemas de prueba disponibles en la literatura especializada como el sistema de Garver, IEEE de 24 barras, y el Sur brasileño de 46 barras.

PALABRAS CLAVES: Algoritmo Heurístico Constructivo, Modelo AC, Planeamiento de la Expansión.

ABSTRACT

In this paper, a mathematical model is presented to solve the expansion planning problem of transmission systems when planning lines, transformers, fixed and variable condenser banks is considered. The problem is solved using a heuristic algorithm, which is divided in two parts: a part for optimal location of line/transformers, and other one for optimal location of condensers. In order to assess the algorithm efficiency test systems available in specialized literature such as the Garver's system, IEEE of 24 buses, and the Brazilian South of 46 buses are used.

KEYWORDS: Constructive Heuristic Algorithms, AC model, Transmission network expansion.

1. INTRODUCCIÓN

El problema del planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión de energía eléctrica tiene como objetivo determinar la red de transmisión que se debe construir para atender los requerimientos de demanda proyectada para un escenario de largo plazo, minimizando la inversión y abasteciendo de energía eléctrica a todos los usuarios [1-3].

El problema de planeamiento de sistemas eléctricos es un problema cuyo modelo matemático corresponde a un problema de programación no lineal entero mixto (PNLIM), que presenta una explosión combinatorial alta generada por el número de alternativas que pueden ser exploradas. Además de esto, generalmente los sistemas de transmisión de energía eléctrica son de gran tamaño, entonces nos encontramos ante un problema de difícil solución y de alta complejidad matemática, lo que comúnmente se denomina un problema de gran tamaño y gran complejidad.

Tradicionalmente para resolver el problema de la expansión de sistemas de transmisión se emplea el

LUIS ALFONSO GALLEGO

Ingeniero Electricista, M. Sc.

Estudiante de Doctorado en Ing. Eléctrica, Universidad Estadual Paulista, UNESP, Campus Ilha Solteira, São Paulo, Brasil.
gallegopareja@gmail.com

Integrante del Grupo de Investigación en Planeamiento de Sistema Eléctricos

modelo de flujo de carga DC [1-3], cual es una versión relajada del modelo de flujo de carga AC. El modelo DC presenta algunas ventajas que lo hace una herramienta eficiente, como por ejemplo, un modelo matemático simple y de fácil implementación. Pero, también presenta desventajas: solo permite realizar el planeamiento de la expansión de potencia activa, además de esto, frecuentemente es necesario implementar una fase de refuerzos del plan de expansión obtenido para que opere adecuadamente con el modelo AC, y también existe la dificultad de trabajar con valores de pérdidas de potencias inexactas.

En este artículo se presenta un modelo matemático para el problema del planeamiento de la expansión cuando se utiliza el modelo de flujo de carga AC (Planeamiento de potencia activa y reactiva) integrado. Este modelo presenta grandes ventajas, como por ejemplo, se puede determinar durante el proceso de optimización, pérdidas de potencia activa e reactiva exactas, ubicación óptima de bancos de compensación. También existen grandes dificultades en usar este modelo debido principalmente a la complejidad matemática. Esta complejidad se debe al hecho de ser un problema de programación no lineal y de difícil solución, lo que hace que muchos investigadores

aborten a idea de usar el modelo de flujo de carga AC para realizar el planeamiento de expansión. Por otro lado existen herramientas de optimización matemática, como son los métodos de Puntos Interiores, que son metodologías que resolver problemas lineales y no lineales con tiempos de procesamiento bajos, que hacen que problemas complejos como el planeamiento de la expansión usando el modelo de flujo de carga AC sean atractivos para resolver. En este trabajo se emplea el método de puntos interiores predictor corrector, para solucionar los problemas de programación no lineal [5-6].

2. MODELO MATEMÁTICO

El modelo matemático del problema del planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión de energía eléctrica (Transmission network expansion planning *TNEP*) considerando el modelo de flujo de carga AC integrado puede ser formulado de la siguiente forma:

$$\min v = \sum_{(i,j) \in \Omega} c_{ij} n_{ij} + \sum_{o \in O} \sum_{j=1}^{nls} c_{oj} q_{oj} + \sum_{s \in S} \sum_{j=1}^{nts} c_{sj} q_{sj} \quad (1)$$

s.a

$$P_i(V, \theta, n + n^{k0}) - P_{Gi} + P_{Di} = 0 \quad (2)$$

$$Q_i(V, \theta, n + n^{k0}) - Q_{Gi} - V_i^2 \sum_{j=1}^{nls} (q_{sji} + q_{sji}^{ko}) b_{sh_{ij}} - \sum_{j=1}^{nls} (q_{oji} + q_{oji}^{ko}) Q_{sh_{ij}} + Q_{Di} = 0 \quad (3)$$

$$(n_{ij} + n_{ij}^{ko})(S_{ij}(V, \theta) - S_{ij}^{\max}) \leq 0 \quad (4)$$

$$(n_{ij} + n_{ij}^{ko})(S_{ji}(V, \theta) - S_{ji}^{\max}) \leq 0 \quad (5)$$

$$(q_{oj} + q_{oj}^{ko})(Q_{sh_{ij}} - Q_{sh_{ij}}^{\max}) \leq 0 \quad (6)$$

$$(q_{oj} + q_{oj}^{ko})(Q_{sh_{ij}}^{\min} - Q_{sh_{ij}}) \leq 0 \quad (7)$$

$$P_{Gk}^{\min} \leq P_{Gk} \leq P_{Gk}^{\max} \quad (8)$$

$$Q_{Gj}^{\min} \leq Q_{Gj} \leq Q_{Gj}^{\max} \quad (9)$$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (10)$$

$$0 \leq n_{ij} \leq n_{ij}^{\max} - n_{ij}^k \quad (11)$$

$$0 \leq q_{oj} \leq q_{oj}^{\max} - q_{oj}^k \quad (12)$$

$$0 \leq q_{sj} \leq q_{sj}^{\max} - q_{sj}^k \quad (13)$$

θ_j irrestricto

$$S_{ij}, S_{ji} \geq 0$$

$$ij \in \Omega, i \in N, j \in L, k \in \Gamma, o \in O, s \in S$$

donde: ij representan líneas o circuitos entre las barras i y j , c_{ij} , c_{ij} , c_{oj} , c_{sj} , n_{ij} , n_{ij}^{k0} , n_{ij}^{\max} , q_{sj} , q_{oj} , nls , nts representan respectivamente, el costo del circuito candidato, el costo del condensador fijo a ser instalado, el costo del condensador variable a ser instalado, el número de circuitos a ser adicionados, el número de circuitos del caso base, y el número máximo de circuitos que se puede adicionar entre las barras ij ; el número de condensadores fijos a ser adicionados en la barra i , el número de condensadores variables a ser adicionados en la barra i , nts es el número de bancos de capacitores fijos, nts es el número de bancos de capacitores variables. n es un

vector de todos los circuitos adicionados y v es la inversión total. i, j, k , representan el número de barras; P_{Gi} y Q_{Gi} , son la potencia activa y reactiva generada; P_{Di} y Q_{Di} , son la potencia activa y reactiva demandada; V es una matriz con los componentes V_i , que son las magnitudes de las tensiones; θ es un vector con componentes θ_i , que son los ángulos de las tensiones; P_{Gk}^{\min} , y P_{Gk}^{\max} son los límites de potencia activa generada en la barra k ; Q_{Gj}^{\min} y Q_{Gj}^{\max} , son los límites de la potencia reactiva generada en la barra j V_i^{\min} y V_i^{\max} , son las tensiones límites en las barras (entre 105% e 95% da tensión nominal); S_{ij} , S_{ji} , S_{ji}^{\max} , es el flujo de potencia en MVA sobre los circuitos ij y el límite superior.

Las ecuaciones (2) y (3) representan las ecuaciones del flujo de carga AC convencional, considerando n , el número de circuitos (líneas y transformadores), como variables. $P_i(V, \theta, n + n^{k0})$ y $Q_i(V, \theta, n + n^{k0})$ son dadas por las ecuaciones (14) y (15), respectivamente.

$$P_i(V, \theta, n + n^{k0}) = V_i \sum_{j \in N} V_j [G_{ij}(n + n^{k0}) \cos \theta_{ij} + B_{ij}(n + n^{k0}) \text{sen} \theta_{ij}] \quad (14)$$

$$Q_i(V, \theta, n + n^{k0}) = V_i \sum_{j \in N} V_j [G_{ij}(n + n^{k0}) \text{sen} \theta_{ij} - B_{ij}(n + n^{k0}) \cos \theta_{ij}] \quad (15)$$

Los elementos de la matriz admitancia de barra son dadas por (16):

$$G = \begin{cases} G_{ij} = -(n_{ij} g_{ij} + n_{ij}^{ko} g_{ij}^{ko}) \\ G_{ii} = \sum_{j \in \Omega} (n_{ij} g_{ij} + n_{ij}^{ko} g_{ij}^{ko}) \end{cases} \quad (16)$$

$$B = \begin{cases} B_{ij} = -(n_{ij} b_{ij} + n_{ij}^{ko} b_{ij}^{ko}) \\ B_{ii} = (b_i^{sh})^o + \sum_{j \in \Omega} [n_{ij} (b_{ij} + b_{ij}^{ko}) + n_{ij}^k (b_{ij} + b_{ij}^{sh}) + n_{ij}^o (b_{ij}^o + (b_{ij}^{sh})^o)] \end{cases}$$

donde:

- $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$, representa la diferencia del ángulo de fase de las barras i y j .
- $n_{ij}^{ko} = n_{ij}^k + n_{ij}^o$, representa el circuito propuesto por el AHC, y circuitos iniciales del sistema, respectivamente.
- $q_{oj}^{ko} = q_{oj}^k + q_{oj}^o$, representa el condensador fijo propuesto por el AHC, y el número de condensadores fijos iniciales del sistema, respectivamente.
- $q_{sj}^{ko} = q_{sj}^k + q_{sj}^o$, representa el condensador variable propuesto por el AHC, y el número de condensadores variables iniciales del sistema, respectivamente.

3. ALGORITMO HEURÍSTICO CONSTRUCTIVO

El *TNEP* formulado en las ecuaciones (1 a 13) es un problema de programación no lineal entero mixto. Este problema es un problema combinatorial complejo que presenta una explosión combinatorial sobre el número de alternativas que pueden ser exploradas. De otro lado, considerando el número de circuitos, y el número de bancos de condensadores como variables continuas el problema sigue siendo un problema de programación no lineal, pero presenta menor dificultad para ser

solucionado. Este problema es conocido con el nombre de STTNEP relajado [1-2].

La solución del problema TNEP relajado no puede ser una alternativa para el planeamiento (número de circuitos y bancos de condensadores continuos), pero sirve para construir índices de sensibilidad para la adición de circuitos y bancos de condensadores, los cuales son denominados algoritmos heurísticos constructivos (AHC). Este tipo de algoritmo fue empleado por Garver para encontrar soluciones de buena calidad usando el modelo de transportes [7].

Un algoritmo heurístico constructivo puede ser visto como un proceso iterativo (paso a paso), en el cual se encuentran buenas soluciones para problemas complejos con tiempos de procesamiento bajos [7]. En el caso del problema de TNEP empleando el modelo AC integrado, el AHC está dividido en dos partes, en la primera fase se adicionan circuitos (líneas de transmisión o transformadores) al sistema de acuerdo con el índice de sensibilidad de la ecuación (17), en la segunda parte se adicionan bancos de condensadores fijos o variables, al sistema de acuerdo con el índice de sensibilidad de la ecuación (18). El proceso iterativo termina cuando una solución encontrada es factible (generalmente, a solución encontrada es de alta calidad). El AHC es una herramienta robusta y de buena convergencia, aunque cuando es aplicado en problemas complejos y de gran porte la solución encontrada usualmente no es la óptima [1].

Los índices de sensibilidad mencionados anteriormente son basados en la solución del problema STTNEP relajado, y sirven para obtener el circuito o condensador más adecuado que puede ser adicionado al sistema, si el problema permite que sean adicionadas fracciones de circuitos o condensadores. Se proponen dos índices de sensibilidad, uno para la adición de circuitos y el otro para la adición de condensadores. Para la adición de circuitos se propone un índice de sensibilidad basado en el flujo de potencia MVA en los circuitos cuando $n_{ij} \neq 0$ (solución del problema PNL). En cada paso del AHC, la topología corriente contiene la topología base y todos los circuitos adicionados que pueden ser actualizados. Para el caso de bancos de capacitores, se propone un índice de sensibilidad basado en los MVar de las barras candidatas a instalar fuentes de compensación.

Se puede usar a idea propuesta por Garver para proponer un algoritmo heurístico constructivo para el problema del planeamiento usando el modelo AC integrado:

1. Asumir la configuración base como configuración corriente.
2. Resolver el problema de PNL para el problema de planeamiento usando el modelo AC relajado y para la configuración corriente. Si la solución del

problema de PNL indica que $n = 0$, pase al paso 4. Caso contrario, ir al paso 3.

3. Usar el índice de sensibilidad (17) para identificar el circuito más atrayente. Actualizar la configuración corriente adicionando el circuito escogido. Regresar al paso 2.

$$IS = \max \{IS_{ij} = n_{ij} S_{ij}^{\max} ; n_{ij} \neq 0\} \quad (17)$$

4. Si la solución del problema de PNL indica que $q_{s1}, q_{s2}, q_{s3}, q_{o1}, q_{o2}, q_{o3} = 0$ pase al paso 7, Caso contrario, ir al paso 5.
5. Usar el índice de sensibilidad (18) para identificar el banco capacitor más atrayente. Actualizar la configuración corriente adicionando el banco capacitor escogido, ir al paso 6.

$$IS_q = \max \left\{ [q_{si}] + 1 - q_{si}, [q_{oj}] + 1 - q_{oj} \right\} \text{ para } \begin{cases} i = 1, 2, \dots, ns \\ j = 1, 2, \dots, no \end{cases} \quad (18)$$

donde: $[q_{si}]$, $[q_{oj}]$ es el mayor entero q_{si} y q_{oj} respectivamente.

6. Resolver el problema de PNL para el problema de planeamiento usando el modelo AC relajado para la configuración corriente. Regresar al paso 4.
7. Ordenar los circuitos adicionados en orden descendiente de sus costos. Usando el problema de PNL, verificar si con la retirada de un circuito el sistema continúa en condiciones de operación normales. Caso afirmativo, retirar el circuito, caso contrario, debe ser mantenido. Repetir el proceso simulando la remoción de cada circuito hasta analizar todos los circuitos. Los circuitos que no fueron retirados forman la solución para el AHC.
8. Ordenar los bancos de capacitores adicionados desde el de mayor costo hasta el de menor costo. Usando el problema de PNL, verificar si con la retirada de un banco capacitor, el sistema continúa en condiciones de operación normal. Caso afirmativo, retirar el banco de capacitor, caso contrario, debe ser mantenido. Repetir el proceso simulando la retirada de cada banco de capacitor hasta analizar todos los bancos de capacitores adicionados. Los bancos de capacitores que no fueron retirados forman la solución para el AHC.

En el AHC presentado anteriormente es importante observar que los problemas de PNL en las etapas 2, 6, 7 y 8 fueron resueltos utilizando o el método de puntos interiores predictor-corrector para programación no lineal.

4. PRUEBAS Y RESULTADOS

La metodología propuesta para el planeamiento de la expansión usando el modelo AC integrado fue probada con los siguientes sistemas: sistema de Garver de 6 barras [1]. Para este sistema se presentan tres modificaciones: Garver con resdespacho, Garver sin resdespacho, y Garver aislado. En la tabla I del apéndice I se muestra los datos de las barras y líneas de transmisión que fueron empleados para los tres casos de estudio. Además de

esto, se consideró que en las barras 4 y 5 se pueden instalar bancos de condensadores. También fueron testados el sistema IEEE de 24 barras y el sistema sur Brasileño de 46 barras.

Para la ubicación óptima de condensadores tanto para los fijos como para los variables se consideró que se pueden instalar tres tipos de condensadores diferentes (nq_{s1} , nq_{s2} , nq_{s3} , nq_{o1} , nq_{o2} , nq_{o3}), en las barras candidatas. En la tabla II y III del apéndice I se muestran los datos de los bancos de condensadores fijos y variables.

A. Sistema Garver de 6 barras con Redespacho

El sistema de Garver consta de 6 barras, 15 líneas candidatas a ser adicionadas, una generación máxima de 1100 MW y demanda total de 760 MW y un número máximo de 5 líneas que se pueden adicionar por corredor. También, se puede instalar bancos de condensadores en las barras 4 y 5.

Para este sistema la mejor solución encontrada por el AHC tiene un costo de inversión de $v = 138.5$ mil US\$ y se debe adicionar a la topología base los siguientes elementos: líneas de transmisión con un costo de inversión de $v = 130$ mil US\$, $n_{2-3} = 1$, $n_{2-6} = 1$, $n_{3-5} = 1$, $n_{4-6} = 2$, bancos condensadores con un costo de inversión de $v = 8.5$ US\$, $n_{4q_{s1}} = 1$, $n_{5q_{s1}} = 2$, $n_{4q_{s3}} = 1$, $n_{5q_{s3}} = 4$. Las pérdidas de potencia activa y reactiva son 36.75 MW y 141.74 MVar, potencia total inyectada por los condensadores 81.19 MVar. En las tablas 1 y 2 se muestran los pasos del AHC para a adición de circuitos y de bancos de condensadores.

Iter	Adición por el PNL	Iter IPM	v_{NLP} US\$	v US\$
1	IS ₂₋₃ = 0.80, IS ₂₋₆ = 1.25, IS ₃₋₅ = 0.78, IS ₄₋₆ = 1.73*	13	114.37	0.00
2	IS ₂₋₃ = 0.80, IS ₂₋₆ = 1.25*, IS ₃₋₅ = 0.78, IS ₄₋₆ = 0.53	13	84.38	30.00
3	IS ₂₋₃ = 0.80*, IS ₂₋₆ = 0.05, IS ₃₋₅ = 0.78, IS ₄₋₆ = 0.53	13	54.38	60.00
4	IS ₂₋₆ = 0.04, IS ₃₋₅ = 0.72*, IS ₄₋₆ = 0.55	14	38.90	80.00
5	IS ₂₋₆ = 0.05, IS ₄₋₆ = 0.52*	13	25.30	100.00
6		13	8.31	130.00

Tabla 1. Primer paso del AHC (ubicación de líneas y/o trafos) para el caso A del sistema Garver.

Iter	Adición por el PNL							Iter IPM	v_{NLP} US\$	v US\$
	barra	q_{s1}	q_{s2}	q_{s3}	q_{o1}	q_{o2}	q_{o3}			
1	4	0.75	0.00	1.26	0.00	0.00	0.00	13	8.31	0.00
	5	2.60	0.00	1.97*	0.00	0.00	0.00			
2	4	0.74	0.00	1.29	0.00	0.00	0.00	13	7.81	0.50
	5	2.39	0.00	1.81*	0.00	0.00	0.00			
3	4	0.74*	0.00	1.31	0.00	0.00	0.00	13	7.33	1.00
	5	2.17	0.00	1.70	0.00	0.00	0.00			
4	4	0.03	0.00	0.16	0.00	0.00	0.00	15	5.33	3.00
	5	2.18	0.00	1.65*	0.00	0.00	0.00			
5	4	0.03	0.00	0.16	0.00	0.00	0.00	15	4.83	3.50
	5	1.93	0.00	1.65	0.00	0.00	0.00			
6	4	0.03	0.00	0.15	0.00	0.00	0.00	15	2.82	5.50
	5	1.00	0.00	1.37*	0.00	0.00	0.00			
7	4	0.03	0.00	0.14	0.00	0.00	0.00	15	2.32	6.00
	5	0.78*	0.00	1.25	0.00	0.00	0.00			
8	4	0.03	0.00	0.14	0.00	0.00	0.00	15	0.33	8.00
	5	0.05	0.00	0.20*	0.00	0.00	0.00			
9	4	0.02	0.00	0.11*	0.00	0.00	0.00	14	0.01	8.50

	5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
10	4							13 0.00 9.00
	5							

Tabla 2: Segundo paso del AHC (ubicación de condensadores fijos y variables) para el caso A del sistema Garver.

B. Sistema Garver de 6 barras sin Redespacho

El sistema de Garver consta de 6 barras, 15 líneas candidatas, una generación y demanda total de 760 MW y un número máximo de 5 líneas que se pueden adicionar por corredor. También, se puede instalar bancos de condensadores en las barras 4 y 5.

Para este sistema la mejor solución encontrada por el AHC tiene un costo de inversión de $v = 214$ mil US\$ y se deben adicionar a la topología base los siguientes elementos: líneas con un costo de inversión de $v = 201$ mil US\$, $n_{2-5} = 1$, $n_{2-6} = 3$, $n_{3-5} = 1$, $n_{4-6} = 2$, bancos condensadores con un costo de inversión de $v = 13$ mil US\$, $n_{4q_{s1}} = 2$, $n_{4q_{s3}} = 4$, $n_{5q_{s1}} = 3$, $n_{5q_{s3}} = 2$. Las pérdidas de potencia activa y reactiva son 57.34 MW y 217.33 MVar, potencia total inyectada por los condensadores 125.62 MVar.

C. Sistema Garver de 6 barras Aislado

Este sistema Garver consta de 6 barras y no tiene líneas instaladas en la configuración base, posee 15 líneas candidatas a ser adicionadas, una generación máxima de 1100 MW y demanda total de 760 MW y un número máximo de 5 líneas que se pueden adicionar por corredor. También, se puede instalar bancos de condensadores en las barras 4 y 5.

Para este sistema la mejor solución encontrada por el AHC tiene un costo de inversión de $v = 219$ mil US\$ y se deben adicionar a la topología base los siguientes elementos: líneas de transmisión con un costo de inversión de $v = 210$ mil US\$, $n_{1-5} = 1$, $n_{2-3} = 3$, $n_{2-6} = 1$, $n_{3-5} = 2$, $n_{4-6} = 2$, bancos condensadores con un costo de inversión de $v = 9$ mil US\$, $n_{4q_{s1}} = 1$, $n_{4q_{s3}} = 3$, $n_{5q_{s1}} = 2$, $n_{5q_{s3}} = 3$. Las pérdidas de potencia activa y reactiva son 35.58 MW y 137.03 MVar, potencia total inyectada por los condensadores 84.49 MVar.

D. Sistema IEEE de 24 barras

Este sistema consta de 24 barras, 41 líneas, una demanda total de 8550 MW, y se pueden adicionar 3 líneas por corredor. Los datos de los bancos condensadores usados en este artículo pueden ser consultados en el apéndice II. Se consideraron las barras 3-6, 9, 14, 17 y 20 pueden ser instalados condensadores fijos o variables.

Para este sistema la mejor solución encontrada por el AHC tiene un costo de inversión de $v = 90.50$ millones US\$ y se deben adicionar a la topología base los siguientes elementos: líneas con un costo de $v = 86$ millones US\$, $n_{6-10} = 1$, $n_{7-8} = 1$, $n_{14-16} = 1$, bancos

condensadores con un costo de $v = 4.50$ millones US\$, $n_{3q_{s1}} = 1$, $n_{3q_{s2}} = 2$, $n_{5q_{s2}} = 1$, $n_{9q_{s1}} = 2$. Las pérdidas de potencia activa y reactiva son 276.50 MW y 1867.55 MVar, potencia total inyectada por los condensadores 1217.81 MVar.

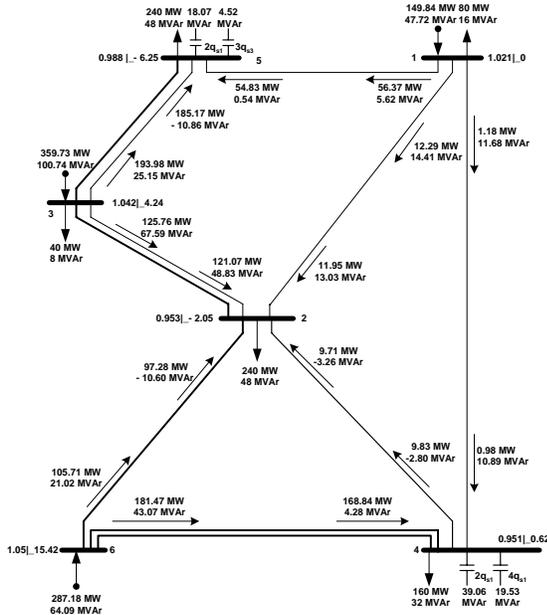


Figura 1. Solución óptima para el sistema Garver modificado con redespacho.

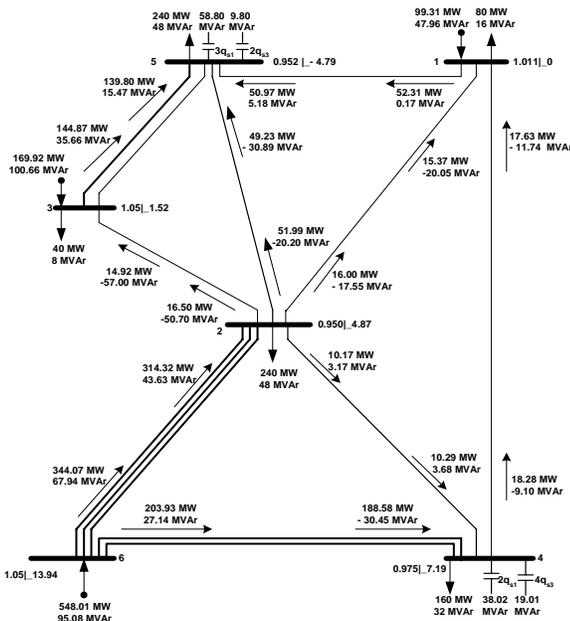


Figura 2. Solución óptima para el sistema Garver modificado sin redespacho.

E. Sistema Sur Brasileño de 46 barras

Este sistema consta de 46 barras, 79 líneas, una demanda total igual a 6880 MW y no tiene límite máximo de líneas que se pueden adicionar por corredor. Este sistema representa una buena prueba para la metodología propuesta porque es un sistema de la vida real. La topología inicial puede ser consultada en [1]. Los datos

de los bancos condensadores usados en este artículo pueden ser consultados en el apéndice III. Se consideraron las barras 2, 4, 5, 8, 12, 13, 20, 22, 23, 24, 26, 33, 35, 36, 38, 40, 42, 44 y 45 pueden ser instalados condensadores fijos o variables.

Para el sistema sur Brasileño la mejor solución encontrada por el AHC tiene un costo de inversión de $v = 108.19$ millones US\$ y se deben adicionar a la topología base los siguientes elementos: líneas con un costo de $v = 101.69$ millones US\$,

$$n_{20-21} = 1, \quad n_{42-43} = 1, \quad n_{46-6} = 1, \quad n_{19-25} = 1, \quad n_{31-32} = 1, \\ n_{24-25} = 1, \quad n_{5-6} = 2$$

Y bancos condensadores fijos y variables con un costo de $v = 6.5$ millones US\$,

$$n_{2q_{s3}} = 1, \quad n_{13q_{s3}} = 1, \quad n_{20q_{s3}} = 3, \quad n_{23q_{s3}} = 3, \quad N_{33q_{s3}} = 1, \\ n_{36q_{s3}} = 1, \quad n_{38q_{s3}} = 1, \quad n_{40q_{s3}} = 2, \quad n_{42q_{s3}} = 4, \quad N_{42q_{s2}} = 1, \\ n_{45q_{s3}} = 1,$$

Las pérdidas de potencia activa y reactiva son 131.20 MW y 2397.19 MVar, potencia total inyectada por los condensadores 1507.71 MVar.

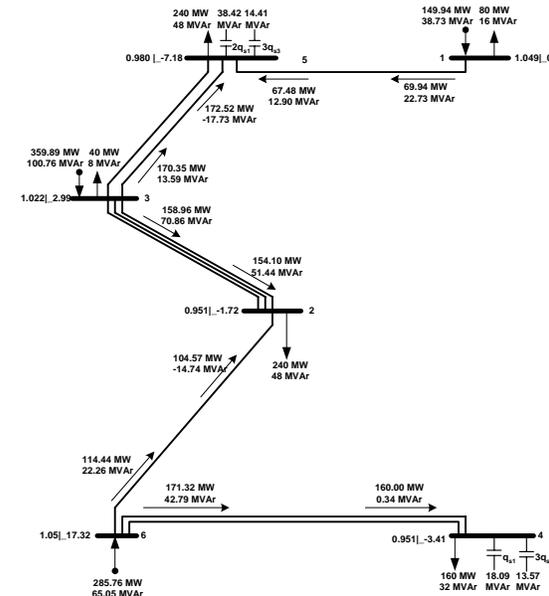


Figura 3. Solución óptima para el sistema Garver modificado aislado.

5. CONCLUSIONES

En este trabajo de investigación se presentó un modelo matemático y una metodología para solucionar el problema del planeamiento de la expansión de redes transmisión de energía cuando se emplea el modelo AC integrado para representar el sistema eléctrico.

El uso del modelo de flujo de carga AC, para representar el sistema eléctrico en el planeamiento de la expansión presenta grandes ventajas como son, la ubicación óptima de líneas de transmisión, transformadores, y bancos de compensación reactiva, además de esto, se obtienen de forma exacta las pérdidas de potencia activa y reactiva del sistema.

Se empleó un AHC para solucionar el modelo matemático del problema del planeamiento de la expansión. Los resultados obtenidos muestran que el AHC es una herramienta eficiente para solucionar sistemas de pequeño y mediano porte.

El modelo matemático presentado para el planeamiento de la expansión usando el modelo de flujo de carga AC integrado, es un problema de programación no lineal entero mixto de difícil solución. La integralidad de las variables (líneas, transformadores, y/o bancos de compensación) del problema es relajada obteniendo una solución continua. Se emplea un AHC, el cual indica a través de un índice de sensibilidad cual es el circuito y/o banco de compensación más adecuado para ser instalado a la red. Para solucionar los problemas de programación no lineal, que se deben solucionar en cada paso del AHC, se emplea el método de puntos interiores primal dual predictor corrector, el cual es una herramienta muy eficiente para problemas de programación no lineal de alta complejidad.

6. BIBLIOGRAFÍA

[1] R. Romero, A. Monticelli, A. Garcia, and S. Haffner, "Test systems and mathematical models for transmission network expansion planning," *IEEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 149, no. 1, pp. 482-488, 2002.

[2] R. Romero and A. Monticelli, "A hierarchical decomposition approach for transmission network expansion planning," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 9, no. 1, pp. 373-380, Feb 1994.

[3] A. H. Escobar, R. A. Gallego, and R. Romero, "Multistage and coordinated planning of the expansion of transmission systems," *IEEE Trans. Power Systems* vol. 9, no. 2, pp. 735-744, May 2004.

[4] R. Fang and D. S. Mill, "A new strategy for transmission expansion in competitive electricity markets," *IEEE Trans. PWRs* vol. 18, no. 1, pp. 374-380, Feb 2003.

[5] S. Mehrotra, "On the implementation of a primal-dual interior point method," *SIAM Journal on Optimization*, vol. 2, pp. 575-601, 1992.

[6] V. H. Quintana, G. L. Torres, and J. Medina-Palomo, "Interior-Point Methods and Their Applications to Power Systems: A classification of Publications and Software Codes," *IEEE Trans. Power Systems - PWRs*, vol. 15, no. 1, pp. 170-176, Feb. 2000.

[7] L. L. Garver, "Transmission network estimation using linear programming," *IEEE Trans. Power App. Systems, PAS*, vol. 89, pp. 1688-1697, 1970.

Apéndice I

Datos de las barras, líneas y bancos de condensadores fijos y variables para el sistema Garver para los tres casos de estudio.

Bus	Tipo	P _D [MW]	Q _D [Mvar]	P _G ^{max} [MW]	P _G ^{min} [MW]	Q _G ^{max} [Mvar]	Q _G ^{min} [Mvar]
1	Vθ	80	16	150	0	48	-10
2	PQ	240	48	-	-	-	-
3	PV	40	8	360	0	101	-10
4	PQ	160	32	-	-	-	-
5	PQ	240	48	-	-	-	-
6	PV	0	0	600	0	183	-10

Tabla I: Datos del Sistema Garver de barras para el caso con redespacho y aislado

Bus	Tipo	P _D [MW]	Q _D [Mvar]	P _G ^{max} [MW]	P _G ^{min} [MW]	Q _G ^{max} [Mvar]	Q _G ^{min} [Mvar]
1	Vθ	80	16	120	0	48	-10
2	PQ	240	48	-	-	-	-
3	PV	40	8	170	168	101	-10
4	PQ	160	32	-	-	-	-
5	PQ	240	48	-	-	-	-
6	PV	0	0	550	548	183	-10

Datos de barras para el caso sin redespacho

Barra	R _{ij} (p.u)	X _{ij} (p.u)	b _{ij} ^{sh} (p.u)	C _{ij} [US\$]	S _{ij} ^{max} [MW]	n _{ij} ^o	n _{ij} ^{max}
1-2	0.10	0.40	0.00	40	120	1	5
1-3	0.09	0.38	0.00	38	120	0	5
1-4	0.15	0.60	0.00	60	100	1	5
1-5	0.05	0.20	0.00	20	120	1	5
1-6	0.17	0.68	0.00	68	90	0	5
2-3	0.05	0.20	0.00	20	120	1	5
2-4	0.10	0.40	0.00	40	120	1	5
2-5	0.08	0.31	0.00	31	120	0	5
2-6	0.08	0.30	0.00	30	120	0	5
3-4	0.15	0.59	0.00	59	120	0	5
3-5	0.05	0.20	0.00	20	120	1	5
3-6	0.12	0.48	0.00	48	120	0	5
4-5	0.16	0.63	0.00	63	95	0	5
4-6	0.08	0.30	0.00	30	120	0	5
5-6	0.15	0.61	0.00	61	98	0	5

Datos de las líneas

Tipo	b _{shs} [MVar]	n _{qsm}	c _{qs} [US\$]	c _{oqs} [US\$]
1	20	3	2.0	0.10
2	-20	3	2.0	0.10
3	5	3	0.5	0.05

Tabla II: Datos de los Bancos de Compensación Fijos

Tipo	q _{omi} ⁱ [MVar]	q _{oma} [MVar]	n _{qom}	n _{cqo} [US\$]	n _{iqo} [US\$]	c _{oqo} [US\$]
1	-10	10	3	2.0	0.1	0.2
2	-20	20	3	4.0	0.2	0.2
3	-50	50	3	10.0	0.5	0.2

Tabla III: Datos de los Bancos de Compensación Variables.

Apéndice II

Datos de los bancos de condensadores fijos y variables para el sistema IEEE de 24 barras.

Tipo	b _{shs} [MVar]	n _{qsm}	c _{qs} [millones US\$]
1	200	5	1.2
2	50	5	0.3
3	-50	5	0.3

Tabla IV: Datos de los Bancos de condensadores fijos

Tipo	q _{omi} [MVar]	q _{oma} [MVar]	n _{qom}	c _{qo} [millones US\$]
1	-300	0	5	6.0
2	-150	600	5	8.0
3	-500	500	5	9.0

Tabla V: Datos de los bancos de condensadores variables

Apéndice III

Datos de los bancos de condensadores fijos y variables para el sistema sur Brasileño de 46 barras.

Tipo	b _{shs} [MVar]	n _{qsm}	c _{qs} [millones US\$]
1	350	5	1.40
2	200	5	0.80
3	75	5	0.30

Tabla VI: Datos de los bancos de condensadores Fijos.

Tipo	q _{omi} [MVar]	q _{oma} [MVar]	n _{qom}	c _{qo} [millones US\$]
1	0	200	5	3.0
2	0	400	5	5.0
3	0	900	5	9.0

Tabla VII: Datos de los bancos de condensadores variables.