

PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO INCERTIDUMBRE EN LA DEMANDA Y LA GENERACION

Transmission System Expansion Planning Considering Uncertainty in Demand and Generation

RESUMEN

En este artículo se presentan los resultados que se obtienen al solucionar el problema del planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión de energía eléctrica, cuando se considera que la demanda y la generación pueden asumir valores inciertos dentro de un intervalo que contiene un valor proyectado determinístico. Se analiza el efecto de considerar que la demanda y los límites de generación puedan variar dentro de un intervalo. El análisis se realiza sobre el sistema de prueba IEEE de 24 barras, considerando además la solución obtenida para acceso abierto, y el problema matemático resultante se resuelve empleando un algoritmo genético especializado.

PALABRAS CLAVES: Algoritmo Genético, Planeamiento de la Expansión, Sistemas de Transmisión, Energía Eléctrica, demanda incierta, generación incierta.

ABSTRACT

In this paper, the expansion planning problem of transmission systems is analyzed when the demand and the generation can assume uncertain values in one interval witch contain the deterministic values projected. In the analysis is used the IEEE of 24 buses test system. Additionally, solutions to open access are considered. The mathematical problem is solved using a specialized genetic algorithm.

KEYWORDS: Genetic Algorithm, Transmission Network, Expansion Planning, Electrical Energy, uncertain demand, uncertain generation.

1. INTRODUCCIÓN

El problema del planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión de energía eléctrica tiene como objetivo determinar las nuevas adiciones que deben ser realizadas a la red de transmisión actual con el propósito de satisfacer la demanda futura, para un periodo grande de proyección. En el planeamiento tradicional, existen unos límites de generación conocidos, un conjunto preestablecido de nuevos elementos que pueden ser adicionados y unas demandas proyectadas conocidas. El objetivo del plan es minimizar la inversión en las nuevas adiciones garantizando a todos los usuarios el suministro de energía eléctrica [1,4].

Al momento de establecer demandas y generaciones futuras en el sistema, se recurre a métodos de proyección de demanda y se establece la magnitud y localización de las plantas de generación nuevas y existentes que harán parte del sistema futuro. Los sistemas reales tienen establecidas las metodologías de proyección de demanda y los mecanismos de ingreso de nuevas plantas de generación y de salida de plantas existentes.

Tanto la demanda proyectada como la magnitud real de generación nueva y existente, tienen asociada una

incertidumbre debido a que parte de la información utilizada en las metodologías de proyección de demanda y de estimación de las capacidades de generación nueva o existente se correlaciona con variables probabilísticas, como por ejemplo: crecimiento poblacional, pérdidas de energía esperadas, crecimiento económico del país, caudales de los ríos que alimentan generadores hidráulicos, costos de combustibles, entre otros.

Como consecuencia de lo anterior, existe una alta probabilidad de que los valores de demanda futura estimada y las capacidades esperadas de generación nueva y existente no resulten ser iguales a los valores futuros reales, sin embargo, la experiencia muestra que los valores estimados y los reales se encuentran muy próximos entre si. En el caso de la demanda, esta generalmente se proyecta usando un escenario optimista, un escenario pesimista y un escenario intermedio entre estos. Al graficar estos valores surge un cono de proyección. Al hacer un seguimiento en el tiempo, se comprueba que los valores reales generalmente se encuentran en dicho cono.

Cuando se trabaja el problema de planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión de energía eléctrica, en ocasiones el método de solución adiciona

ANTONIO H. ESCOBAR Z

Ingeniero Electricista, M. Sc.
Profesor de la Universidad Tecnológica de Pereira.
aescobar@utp.edu.co

RAMÓN A. GALLEGO RENDÓN

Ingeniero Electricista, Ph.D.
Profesor de la Universidad Tecnológica de Pereira.
ragr@utp.edu.co

RUBÉN A. ROMERO LÁZARO

Ingeniero Electricista, Ph.D.
Profesor de la Universidad Estadual Paulista, UNESP, Campus Ilha Solteira, São Paulo, Brasil.
ruben@feis.dee.unesp.br

Integrantes del Grupo de Investigación en Planeamiento de Sistema Eléctricos Universidad Tecnológica de Pereira

durante el proceso elementos (líneas y/o transformadores) de muy alto costo para suplir una demanda no atendida porcentualmente pequeña, lo que conlleva a adiciones con alta relación costo/beneficio (grandes inversiones asociadas a beneficios bajos) [6]. Esto ocurre porque durante la programación computacional del método que trata de determinar la red óptima, se coloca como una exigencia que el corte de carga de la solución final (parte de la demanda total no atendida) sea cercana a 0 MW. En estos casos, los métodos de solución usados para resolver el problema de planeamiento exploran un espacio de soluciones construido a partir de informaciones de demanda proyectada y capacidades de generación futura y existente que asumen valores determinísticos. A través de este trabajo se muestra que si se permite a la demanda futura y/o a las capacidades de generación nueva y existente, asumir cualquier valor dentro de un margen de valores permitidos, cercanos a los valores determinísticos estimados, se pueden producir ahorros importantes en el plan de expansión.

Suponer que la demanda y/o la generación nueva o existente no es determinística y que puede asumir cualquier valor dentro de un rango preestablecido, nos acerca más a la realidad del problema. Bajo esta consideración, el plan de expansión de largo plazo identifica y promueve las inversiones que permiten atender la parte de la demanda futura que tiene una probabilidad de ocurrencia cercana a 1, que son básicamente las demandas encontradas para el escenario pesimista, y atenderá la demanda futura asociada a probabilidades de ocurrencia media o baja, que corresponde a los valores de demanda que aparecen entre el escenario pesimista y el optimista, solo si existen holguras en la capacidad de los circuitos ya adicionados y que pueden participar en el transporte de las potencias asociadas a dichas demandas. Si en el futuro el sistema muestra una tendencia hacia los escenarios optimistas (demanda alta) y estos no están cubiertos en el plan de expansión de largo plazo, se deja al planeamiento de corto plazo la tarea de realizar los ajustes necesarios que estarán asociados, ahora si, a demandas con alta probabilidad de ocurrencia. De esta manera se evitan sobredimensionamientos innecesarios en el plan de expansión de largo plazo que den origen a costos encallados en el futuro.

Basados en la misma idea, solo se promueven las nuevas inversiones en transmisión asociadas a permitir la disponibilidad de la potencia generada, nueva o existente, correlacionada a una probabilidad de ocurrencia cercana a 1, y la red permitirá disponer de la generación asociada a una probabilidad de ocurrencia media o baja, solo si existe holgura en la red de transmisión que se proyecta, es decir, si esto no implica realizar adiciones suplementarias. De nuevo, el plan de corto plazo corregirá los desvíos entre la generación estimada y la real.

En este trabajo se comparan los resultados obtenidos al realizar el planeamiento de la expansión de largo plazo de un sistema de transmisión, considerando los siguientes casos: demanda y generación determinística, demanda determinística y generación incierta dentro de un rango, y demanda y generación inciertas dentro de un rango.

De otro lado, el problema de planeamiento de sistemas eléctricos es un problema, cuyo modelo matemático corresponde a un problema de programación no lineal entero mixto (PNLIM), presenta una explosión combinatorial alta con 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 gran tamaño y de alta complejidad matemática, lo que comúnmente se denomina problema NP completo, es decir, es un problema para el cual no existen métodos que encuentren la solución óptima en tiempos de cómputo polinomiales.

Tradicionalmente para resolver el problema de la expansión de sistemas de transmisión se ha empleado el modelo de flujo de carga DC [1,4,5], el cual es una versión simplificada del modelo de flujo de carga AC. El modelo DC presenta algunas ventajas como su simplicidad y fácil implementación que lo convierten en una herramienta eficiente, y es considerado como el modelo ideal para realizar el planeamiento a largo plazo de los sistemas de transmisión.

En la metodología propuesta, la red de transmisión se modela matemáticamente a través del flujo de carga DC (Planeamiento de potencia activa), se utiliza un subconjunto predefinido de nuevos elementos que pueden ser adicionados al sistema y de los cuales se conoce su localización y características eléctricas, y también se suponen conocidos los límites inferiores y superiores de capacidad de todos los generadores actuales del sistema y de los nuevos generadores que se prevé que van a ingresar al sistema durante el periodo de tiempo que se analiza. A través de la metodología se determina *que*, *donde* y *cuantos* nuevos elementos deben ser adicionados al sistema de tal forma que se garantice mínima inversión bajo las diferentes consideraciones de incertidumbre de demanda o generación definidas anteriormente.

2. MODELO MATEMÁTICO

Inicialmente definimos el concepto de incertidumbre en el valor de la demanda proyectada y en la magnitud de la generación nueva y existente. En este análisis se considera que la demanda d_i puede asumir cualquier valor en el intervalo $(d_{oi} - 5\%d_{oi}) \leq d_i \leq (d_{oi} + 5\%d_{oi})$, donde d_{oi} es el valor de la demanda proyectada determinística en el nodo i , y se asume que la generación puede asumir cualquier valor en el intervalo definido por

$[0, (g_{i0max} + 5\% g_{i0max})]$, donde g_{i0max} es el valor de la generación máxima determinística en el nodo i . En consecuencia, en cada nodo de generación se permite programar cualquier potencia activa entre 0 MW y $1.05g_{i0max}$.

El modelo matemático que representa el problema de optimización considerando la incertidumbre en la generación y en la demanda, tal como fue definida anteriormente, asume la siguiente forma:

$$\text{Min } v = \sum_{(i,j) \in \Omega} c_{ij} n_{ij} + \sum_i \alpha_i r_i$$

s.a.

$$\begin{aligned} B(\gamma + \gamma^o)\theta + g + r - d &= 0 \\ (\gamma_{ij} + \gamma^o_{ij})|\theta_i - \theta_j| &\leq (\gamma_{ij} + \gamma^o_{ij}) \phi_{ijmax} \quad (1) \\ 0 \leq g_i &\leq 1.05 g_{i0max} \quad i=1,2,\dots,m \\ 0.95 d_{0i} \leq d_i &\leq 1.05 d_{0i} \quad i=1,2,\dots,l \\ 0 \leq r &\leq d \\ 0 \leq n_{ij} &\leq n_{ijmax} \quad \forall (i,j) \in \Omega_0 \end{aligned}$$

Donde n_{ij} representa el número de circuitos nuevos adicionados entre las barras i y j ; c_{ij} es el costo de cada circuito conectado entre i y j ; α_i es el factor de penalización asociado a la potencia r_i no servida en el nodo i ; n_{ijmax} es el número máximo de circuitos nuevos permitidos en el camino ij , B es la matriz de incidencia nodo-rama del sistema; γ^o_{ij} es la susceptancia de los circuitos existentes entre ij ; γ^o es el vector de susceptancias de los circuitos ya existentes entre ij ; θ es el vector de ángulos de las tensiones nodales; θ_i es el ángulo del voltaje del nodo i ; ϕ_{ijmax} es la abertura angular máxima permitida entre ij ; g es el vector de generación nodal; g_{i0max} es la generación en el nodo i ; r es el vector de potencia no servida en los nodos; d es el vector de demandas nodales; d_{0i} es el valor de la demanda determinística en el nodo i , Ω_0 es el subconjunto de los circuitos candidatos a ser adicionados en el corredor $i-j$, m es el número de generadores y l es el número de nodos donde existe demanda.

Con el propósito de facilitar el proceso de solución, el problema (1) se subdivide en dos subproblemas: el subproblema de inversión, que se resuelve usando un algoritmo genético especializado, y el cual define donde realizar nuevas adiciones y en que cantidad. El subproblema de inversión define los valores de n_{ij} , los cuales entran como datos al subproblema de operación, que es equivalente al problema (1) con valores

predefinidos de n_{ij} . El subproblema de operación es un problema de programación lineal (PL) en donde la función objetivo corresponde al valor de la demanda no atendida por la propuesta n_{ij} realizada por el subproblema de inversión.

Al resolver el problema (1), a través de una secuencia de solución de estos dos subproblemas, no se obtiene la solución óptima del problema (1) sino el valor de la demanda no atendida por la propuesta realizada por el subproblema de inversión. Esto hace que el proceso se vuelva iterativo, ya que si aparece corte de carga, el subproblema de inversión debe redefinir la propuesta de inversión procurando eliminarlo y buscando que la solución sea de mínimo costo. Para redefinir la propuesta, el subproblema de inversión utiliza información de salida del subproblema de operación. El proceso se repite hasta que se encuentra una propuesta de bajo costo que no produce corte de carga. La calidad de la respuesta y el tiempo de cómputo requerido para obtenerla dependen del desempeño del método de solución utilizado. En particular, Las técnicas de optimización combinatorial han mostrado ser muy eficientes en la solución del problema de planeamiento [2,3,4,6].

3. TECNICA DE SOLUCION

Para resolver el problema de optimización correspondiente al planeamiento de la expansión de la transmisión se utiliza un algoritmo genético especializado similar al presentado en [5], el cual utiliza varias ideas propuestas por Chu y Beasley en [8], y que mejoran el desempeño del algoritmo genético. Aunque no será analizado en detalle el algoritmo utilizado, a continuación se enuncian sus principales características:

- El costo de inversión asociado a cada propuesta es la función objetivo del problema, el corte de carga asociado a cada propuesta es la infactibilidad del problema. El algoritmo genético utiliza el costo de inversión en el proceso de selección, mutación y recombinación. El corte de carga solo se usa para determinar si debe salir o no una solución de la población actual y, junto con el costo de inversión, es útil para determinar la solución que debe ser reemplazada, en el caso que deba realizarse un cambio.
- En cada ciclo generacional solo se reemplaza una solución de la población, y todas las soluciones que conforman la población deben ser diferentes. En consecuencia, en el proceso de selección, recombinación y mutación, solo se debe generar un descendiente, lo que aumenta la eficiencia computacional.

- Además de los mecanismos de selección, recombinación y mutación, utiliza una etapa de mejoramiento, la cual promueve circuitos adicionales que un indicador de sensibilidad muestra como interesantes de ser incluidos, y retira circuitos redundantes.
- La población inicial se genera usando algoritmos inicializadores, es decir, algoritmos menos robustos que el algoritmo genético y que identifican algunos circuitos que tienen una alta probabilidad de hacer parte de la solución óptima.

4. PRUEBAS Y RESULTADOS

Para probar la metodología se utiliza el sistema IEEE de 24 nodos cuyos datos se encuentran disponibles en la literatura especializada. El plan de expansión que se desea determinar, debe definir la red de transmisión que cumpla las siguientes exigencias:

- Debe permitir atender toda la demanda futura a partir de la generación futura disponible.
- Debe ser de costo mínimo.
- Debe permitir cualquier despacho de generación futuro factible sin producir corte de carga.

La última es una exigencia adicional que permite tener un sistema de transmisión de acceso abierto, ya que garantiza que no se produce congestión en ningún escenario de generación factible construido a partir de la generación futura disponible. La forma de producir estos escenarios y la metodología que se sigue para encontrar la red de transmisión que no produce corte de carga en ninguno de ellos, es un aspecto adicional complejo que será analizado en un trabajo posterior. En [7] existe una propuesta simple de planeamiento con escenarios que no es exhaustiva, pero sirve como referencia.

Inicialmente se resuelve el problema considerando demanda y generación determinística. El método de solución debe encontrar la solución óptima o una solución subóptima de buena calidad que sea de mínimo costo y que no produzca corte de carga *en ningún escenario de generación factible*. Para estas condiciones se encuentra una solución con un costo de inversión de US\$1.330.000.000 y corte de carga 0.0 MW, que corresponde a la siguiente topología:

$$\begin{aligned} n_{01-02} = 1, n_{01-05} = 1, n_{03-24} = 1, n_{04-09} = 1, n_{05-10} = 2 \\ n_{06-10} = 2, n_{07-08} = 2, n_{08-09} = 2, n_{08-10} = 1, n_{09-11} = 1 \\ n_{10-11} = 1, n_{10-12} = 2, n_{11-13} = 1, n_{11-14} = 1, n_{12-23} = 1 \\ n_{14-16} = 2, n_{15-21} = 1, n_{15-24} = 1, n_{16-17} = 2, n_{16-19} = 1 \\ n_{17-18} = 1, n_{20-23} = 1, n_{21-22} = 1, n_{01-08} = 1. \end{aligned}$$

Esta solución presenta un costo que corresponde a 8.75 veces el costo del plan tradicional de expansión que

permite redespacho de la generación, es decir, cuando se permite a los generadores asumir cualquier valor entre su límite inferior y su límite superior. El plan tradicional presenta un valor de US\$ 152.000.000 y corte de carga 0 MW. En principio, el costo de US\$1.330.000.000 aparenta ser excesivo pero debe tenerse en cuenta que evalúa todos los escenarios factibles y que considera que todos tienen probabilidad de ocurrencia 1. Es en este tipo de problemas, que buscan eliminar la congestión en cualquier escenario de generación futuro factible, que resulta conveniente considerar la incertidumbre en la generación y en la demanda para reducir significativamente el costo del plan de expansión, aunque también puede considerarse en otra clase de problemas.

Con el propósito de determinar la sensibilidad del plan respecto a la incertidumbre de la generación, se resuelve de nuevo el problema considerando que la generación puede variar hasta un 5% por encima del valor especificado en la tabla de valores de generación futura disponible. Esta consideración tiene validez, ya que la generación que aparece aquí es la generación futura, la cual no es determinística sino probabilística.

Al resolver de nuevo el problema considerando esta variabilidad en la generación, se encuentra una solución de US\$1.120.000.000 con corte de carga de 0 MW, correspondiente a la siguiente topología:

$$\begin{aligned} n_{01-02} = 1, n_{03-24} = 1, n_{04-09} = 1, n_{05-10} = 1, n_{06-10} = 2, \\ n_{07-08} = 2, n_{08-10} = 3, n_{10-11} = 1, n_{10-12} = 2, n_{11-13} = 1, \\ n_{12-23} = 1, n_{14-16} = 1, n_{15-21} = 1, n_{15-24} = 1, n_{16-17} = 1, \\ n_{16-19} = 1, n_{17-18} = 1, n_{20-23} = 1, n_{21-22} = 1, n_{01-08} = 1, \\ n_{02-08} = 1. \end{aligned}$$

Al comparar esta solución con la encontrada usando valores determinísticos, se encuentra que la nueva solución elimina 7 circuitos y agrega uno nuevo: n_{01-08} , y que representa el 83% del costo del plan que considera información determinística.

Finalmente, se resuelve el problema considerando incertidumbre en la generación y en la demanda, permitiendo que esta última pueda variar en un rango de un 5% por encima o por debajo del valor especificado en los datos de la demanda del sistema. Esta consideración se justifica por el hecho de que la proyección de la demanda en el largo plazo esta asociada a incertidumbres de tipo económico y técnico.

Al resolver de nuevo el problema de planeamiento considerando una variabilidad del 5% en la generación y la demanda, se obtiene una solución de US\$983.000.000 con corte de carga de 0 MW, que corresponde a la siguiente topología:

$$\begin{aligned} n_{01-02} = 2, n_{03-24} = 1, n_{04-09} = 1, n_{05-10} = 1, n_{06-10} = 2, \\ n_{07-08} = 2, n_{08-10} = 2, n_{10-11} = 1, n_{10-12} = 2, n_{11-13} = 1, \\ n_{12-23} = 1, n_{14-16} = 1, n_{15-21} = 1, n_{15-24} = 1, n_{16-17} = 1, \end{aligned}$$

$$n_{17-18} = 1, n_{21-22} = 1, n_{02-08} = 1.$$

Esta solución representa el 73.9% del costo del plan que considera información determinística.

Una prueba que resulta interesante consiste en evaluar el desempeño de esta última solución bajo condiciones de generación y demanda determinística. Se encuentra que esta solución presenta corte de carga en algunos escenarios, cuando se elimina la incertidumbre. La tabla 1 muestra a través de 10 escenarios de generación, el corte de carga de la solución obtenida considerando incertidumbre en generación y demanda, y múltiples escenarios, cuando se elimina la condición de incertidumbre de generación y de demanda. Como se puede observar, los escenarios 3, 8 y 9 conservan factibilidad (corte de carga 0 MW), mientras que los escenarios restantes muestran infactibilidad (demanda no atendida mayor que 0 MW).

Tabla 1. Efecto de eliminación de incertidumbre

Escenario	Corte Carga (MW)
1	169.395
2	235.042
3	0.000
4	73.227
5	85.217
6	32.485
7	290.603
8	0.000
9	0.000
10	259.698

5. CONCLUSIONES

- El planeamiento de la expansión de los sistemas de transmisión de energía eléctrica utiliza información probabilística dentro del proceso de determinación de la demanda y las capacidades de generación futuras. Considerar los valores proyectados como determinísticos puede conducir el proceso de planeamiento a soluciones con sobredimensionamiento y originar costos encallados en el sistema, es decir, algunas inversiones pueden resultar subutilizadas en el futuro.
- Considerar que las capacidades de generación futuras disponibles tienen un rango de incertidumbre en su límite superior produce una reducción significativa en el costo de inversión. En el

sistema de prueba esta reducción resulta ser de US\$210.000.000 de la inversión total, que es de US\$1.330.000.000.

- Cuando a la demanda y a la generación futuras se les permite un rango de incertidumbre del 5% alrededor del valor determinístico, se encuentra una reducción en el costo del plan de expansión mayor que la obtenida cuando solo se considera incertidumbre en la generación. En el sistema de prueba esta reducción resulta ser de US\$347.000.000 de la inversión total, que es de US\$1.330.000.000.
- En problemas donde por naturaleza se requiere sobredimensionamiento, como por ejemplo en el problema de planeamiento de la expansión considerando contingencias (n-1) o en el problema de la expansión considerando múltiples escenarios de generación, la inclusión de incertidumbre en la generación y la demanda produce reducciones significativas en el plan de expansión.

6. REFERENCIAS

- [1] R. Romero, A. Monticelli, A. Garcia, and S. Haffner, "Test systems and mathematical models for transmission network expansion planning," *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 149, no. 1, pp. 27-36, 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] R. A. Gallego, R. Romero and A. Monticelli, "Tabu Search Algorithm for Network Synthesis," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 15, no. 2, pp. 490-495, May 2000.
- [4] 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. 1565-1573, November 2006.
- [5] A. H. Escobar, L. A. Gallego, "Planeamiento de la Expansión de Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica Considerando Contingencias," *XVI Congreso Brasileiro de Automática CBA*, Salvador de Bahía, Brasil, 2006.
- [6] I de J. Silva, M. Rider, R. Romero, C. Murari, "Transmission Network Expansion Planning Considering Uncertainty in Demand," *IEEE Trans. Power Systems* vol. 21, No. 4, pp. 735-744, May 2004
- [7] R. Fang and D. J. Hill, "A new strategy for transmission expansion in competitive electricity markets," *IEEE Trans. PWRs* vol. 18, no. 1, pp. 374-380, Feb 2003.
- [8] P.C. Chu, J.E. Beasley, "A Genetic Algorithm for the Generalized Assignment Problem," *Computers Ops Research*, Vol 24, No 1, pp 17-23, 1997.

