

PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CONSIDERANDO DEMANDA VARIABLE

RESUMEN

Los modelos matemáticos tradicionales para el planeamiento de sistemas de transmisión, normalmente consideran la demanda de manera estática, es decir, mediante un valor fijo en el futuro. Realmente, la demanda futura del sistema es una variable aleatoria, la cual no se puede determinar en forma exacta y que requiere de técnicas de “predicción” que están sujetas a errores denominados “incertidumbre”. En este artículo se presenta un modelo matemático y la metodología de solución para el planeamiento de sistemas de transmisión cuando se considera la demanda como una variable aleatoria que esta dentro de un rango probable de ocurrencia.

PALABRAS CLAVES: Planeamiento de la Expansión de Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica, demanda variable, Modelo DC, Algoritmos Genéticos.

ABSTRACT

The traditional mathematical models for the planning of transmission systems, normally consider the demand of static way, is to say, by means of a fixed value in the future. In the reality, demand future of the system is a random variable, which can not be determined in exact form and requires of techniques of "prediction" that can be subject to errors denominated "uncertainty". In this article a mathematical model and the methodology of solution for the planning of transmission systems is show to solve problems when the demand is considers like a random variable within a probable rank of occurrence.

KEYWORDS: Transmission Network Expansion Planning, DC model, Random Variable, Genetic Algorithm, Variable Demand.

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 en un escenario de largo plazo, minimizando los costos de inversión. Tradicionalmente este problema se ha solucionado utilizando valores estáticos de la demanda.

La demanda futura del sistema eléctrico de transmisión, es un fenómeno aleatorio que depende de variables económicas, demográficas, políticas y sociales y no es posible determinar en forma exacta cuál será su valor futuro. Por lo tanto, se deben realizar “predicciones” que están sujetas a errores denominados “incertidumbre” [1].

Con el fin de determinar la demanda futura, se realizan dos tipos de estudios: estudios de pronóstico de la demanda (load forecasting), en los cuales se predice para un año futuro el valor de la demanda máxima dentro de un rango probable de ocurrencia y estudios de modelamiento de la demanda (load modeling), en los que se pretende capturar el patrón de comportamiento.

Mediante el modelamiento presentado en este artículo, la demanda deja de ser estática y se convierte en una

LUIS ALFONSO GALLEGO P.

Ingeniero Electricista, M.Sc
Ph.D(c) UNESP (Brasil).
lagallego1@hotmail.com

RUBÉN ROMERO

Ingeniero Electricista, M.Sc, Ph.D
Profesor UNESP, Brasil
Universidade Estadual Paulista
ruben@dee.feis.unesp.br

**Grupo de Investigación en
Planeamiento de Sistemas
Eléctricos**

variable del problema que se encuentra dentro de un rango de posible ocurrencia. Esto permite obtener soluciones para varios escenarios posibles de demanda futura.

En la actualidad el problema del planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión de energía eléctrica se puede abordar desde dos perspectivas; planeamiento estático, en el cual solo se considera una etapa del problema y planeamiento multi-etapa en el cual se consideran varias etapas para realizar el planeamiento. En este artículo se utiliza el planeamiento de la expansión estático.

2. MODELO DEL PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN BÁSICO Y CENTRALIZADO

El modelo DC ha sido considerado ideal para representar el problema del planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión de energía eléctrica, y se puede representar de la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
 \min v &= \sum_{(i,j) \in \Omega} c_{ij} n_{ij} \\
 \text{s.a} \quad S \cdot f_{ij} + g &= d \\
 f_{ij} - \gamma_{ij} (n_{ij}^o + n_{ij}) (\theta_i - \theta_j) &= 0 \\
 |f_{ij}| &\leq (n_{ij}^o + n_{ij}) \bar{f}_{ij} \\
 0 \leq g &\leq \bar{g} \\
 0 \leq n_{ij} &\leq \bar{n}_{ij} \\
 n_{ij} &\text{ entero} \\
 (i, j) &\in \Omega
 \end{aligned} \tag{1}$$

donde:

- c_{ij} : costo del circuito que puede ser adicionado entre el corredor i - j .
 γ_{ij} : susceptancia del circuito.
 n_{ij} : número de circuitos a ser adicionados entre el corredor i - j .
 n_{ij}^o : número de circuitos de la red base.
 f_{ij} : flujo de potencia.
 f_i^{max} : flujo de potencia máximo por circuito permitido en el corredor i - j .
 v : variable de inversión.
 S : matriz transpuesta de incidencia rama-nodo del sistema de potencia.
 f : vector de los elementos f_{ij} .
 g : vector de generaciones nodales g_k , (k es el índice de la barra).
 d : vector de demanda.
 Ω conjunto de todos los posibles caminos.

3. MODELO DEL PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN CON DEMANDA VARIABLE.

El planeamiento de sistemas eléctricos de potencia implica el conocimiento futuro de la demanda del sistema. Esta variable es determinada mediante técnicas de pronóstico y está sujeta a la incertidumbre presentada por la dependencia a otros factores externos (económicos, políticos, sociales, etc.). El modelo del planeamiento de la expansión presentado en esta sección muestra como se puede incorporar la incertidumbre de la demanda futura en el problema del planeamiento.

Para incorporar la variabilidad en la demanda, esta se introducirá como una ecuación de desigualdad dentro de las restricciones del problema, haciendo que el resultado se encuentre dentro del límite inferior y límite superior dado por d^{\min} y d^{\max} (incertidumbre) y se maximizará la demanda individual de cada barra, incorporando una variable más al problema que hace parte de la función objetivo con valor negativo ya que el problema es de minimización.

Por lo tanto, el modelo de flujo de carga DC presentado en (1) toma la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
 \min v &= \sum_{(i,j) \in \Omega} c_{ij} n_{ij} + \alpha_i \sum r_i - \beta_i \sum d_i \\
 \text{s.a} \quad S f_{ij} + g + r &= d \\
 f_{ij} - \gamma_{ij} (n_{ij}^o + n_{ij}) (\theta_i - \theta_j) &= 0 \\
 |f_{ij}| &\leq (n_{ij}^o + n_{ij}) \bar{f}_{ij} \\
 0 \leq g &\leq \bar{g} \\
 0 \leq n_{ij} &\leq \bar{n}_{ij} \\
 0 \leq r &\leq \bar{d} \\
 d^{\min} &\leq d \leq d^{\max} \\
 n_{ij} &\text{ entero} \\
 (i, j) &\in \Omega
 \end{aligned} \tag{2}$$

donde β_i es un parámetro de penalización que debe ser ajustado para cada sistema de prueba. Además, en el modelo presentado en (2) se introducen generadores ficticios (representados por la variable r_i) acompañados de un factor de adecuación α_i los cuales muestran que demanda no ha sido atendida en el sistema por la propuesta de inversión.

4. ALGORITMO ESPECIALIZADO DE CHU-BEASLEY APLICADO AL PROBLEMA DEL PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN CON DEMANDA VARIABLE.

El algoritmo genético de Chu-Beasley *AGCB* fue diseñado inicialmente para el resolver el problema de la designación generalizada [2]. Este algoritmo está basado en la teoría fundamental de los Algoritmos Genéticos, pero presenta algunas diferencias que lo hacen un algoritmo muy competitivo para evaluar sistemas de gran tamaño.

Las principales características del *AGCB* son:

1. Usa la función fitness para identificar el valor de la función objetivo y una función de penalización para cuantificar la infactibilidad de las propuestas de solución.
2. Sólo sustituye un individuo a la vez en la población, en cada ciclo generacional.
3. El individuo que entra a hacer parte de la población no puede existir en tal población, lo que evita la homogeneidad y conserva la diversidad en todos los individuos.

4.1 Codificación del problema.

En el problema del planeamiento de redes de transmisión de energía eléctrica, un individuo de la población es representado por un vector de tamaño nl , donde cada elemento es un número entero que representa la cantidad de líneas/transformadores del sistema, y puede ir desde 0 hasta el número máximo de circuitos permitidos por corredor.

4.2 Población inicial.

Dependiendo del tipo de problema, existen distintas formas de generar los individuos de la población inicial. En problemas de alta complejidad, los métodos heurísticos sirven para generar soluciones de buena calidad para conformar dicha población. En sistemas de baja o media complejidad, puede generarse la población inicial de manera aleatoria. Es importante resaltar que siempre que se pueda aprovechar algún conocimiento inicial respecto al problema, este debe ser utilizado.

4.3 Función objetivo e infactibilidad.

Para cada individuo de la población se debe evaluar su función objetivo (fitness). La función objetivo representa el costo total de las líneas que se deben adicionar a la red inicial para cumplir con los requerimientos de demanda proyectada. También, se debe evaluar la función de penalización la cual representa el corte de carga o potencia no servida PNS por la propuesta de inversión. La PNS representa la suma total de los generadores ficticios que se deben adicionar a la red para que el sistema opere adecuadamente.

En el *AGCB* la función objetivo es usada para implementar el mecanismo de selección y para sustituir un individuo de la población cuando: todos los miembros de la población son infactibles y la incumbente (mejor solución encontrada durante el proceso evolutivo) almacenada es de mejor calidad que la peor entre las infactibles o todas las configuraciones son factibles y la incumbente es de mejor calidad que la peor entre las factibles.

4.4 Selección.

En la teoría fundamental de los algoritmos genéticos existen varias propuestas de selección: a. selección por ruleta y b. selección por torneo. En este artículo la selección se realizó usando torneo, este mecanismo de selección consiste en escoger aleatoriamente un número reducido de configuraciones (k) de la población actual para competir entre ellas con el fin de seleccionar la mejor configuración (configuración con mejor función objetivo). Este procedimiento se realiza dos veces para generar los padres de la nueva configuración.

4.5 Recombinación.

Las dos configuraciones escogidas en el mecanismo de selección son sometidas a recombinación. La recombinación en los algoritmos genéticos consiste en intercambiar partes de dos vectores (denominados padres) para formar dos nuevos vectores (denominados hijos) donde cada vector resultante tiene parte de la información contenida en los vectores iniciales.

4.6 Mutación.

La operación de mutación termina el proceso de obtención de la nueva población. La mutación, en la codificación binaria, implica cambiar el valor de una variable dentro de un individuo de 0 a 1 ó viceversa. La

tasa de mutación varía entre 0.001 y 0.050, en problemas de planeamiento de redes de transmisión de energía eléctrica.

4.7 Mejoramiento de la infactibilidad.

En este algoritmo la infactibilidad de las propuestas de inversión disminuyen gradualmente a medida que el proceso de búsqueda avanza. Una configuración es infactible cuando la propuesta de inversión tiene un corte de carga diferente de cero y la propuesta es factible cuando el corte de carga es cero, lo cual no implica que la configuración sea la óptima. Además, esta configuración debe cumplir con los requerimientos eléctricos del sistema (modelo DC). Si la configuración propuesta tiene un corte de carga menor que alguna configuración de la población actual se reemplaza esta configuración en la población, además, se debe verificar que la nueva configuración no este presente en la población actual.

4.8 Mejoramiento de la optimalidad.

Cuando el descendiente es factible (corte de carga cero), y ha pasado por los procesos de selección, recombinación y mutación, pueden existir circuitos innecesarios que empeoran la función objetivo. Para determinar que circuitos sobran en esta configuración, se realiza un ordenamiento descendente, desde los circuitos más costosos hasta llegar a los circuitos con menores costos, entonces el circuito que no produce infactibilidad (corte de carga igual a cero) en el sistema es eliminado. Si existen varios circuitos en paralelo se realiza esto hasta que al retirar alguno se produzca una infactibilidad, que significa que el circuito retirado es necesario.

4.9 Modificación de la Población.

En el *AGCB* en la población sólo se cambia un individuo a la vez en cada ciclo generacional, a diferencia del algoritmo genético tradicional que en cada ciclo generacional modifica toda la población. El descendiente es incorporado a la población actual de acuerdo a los siguientes criterios:

- Si el descendiente es infactible, este reemplaza a la configuración más infactible de la población actual, siempre y cuando esta configuración sea más infactible que el descendiente.
- Si el descendiente es factible, y en la población hay configuraciones infactibles, se puede reemplazar la configuración más infactible de la población.
- Si todos los individuos de la población son factibles, entonces el descendiente puede sustituir el individuo peor calificado (peor función objetivo), si y solo si, el descendiente tiene mejor función objetivo que el peor individuo de la población.
- El descendiente debe ser diferente a todos los individuos de la población actual, si es igual a cualquier miembro de la población el reemplazo es descartado.

Pseudo-Código del AGCH implementado.

1. Especificar los parámetros de control.
2. Crear la población inicial.
3. **Realizar selección:** Escoger dos configuraciones padres usando selección por torneo.
4. **Realizar recombinación:** Realizar recombinación de los dos padres, y escoger la mejor configuración (hijo).
5. **Realizar mutación:** Realizar mutación al hijo escogido en el proceso de recombinación.
6. **Aplicar los criterios de aceptación:** Si el criterio de parada es satisfecho, PARE, de lo contrario regresar a 3.

El proceso finaliza si la incumbente no mejora después de un número determinado de iteraciones o un número máximo de PL's ejecutados.

5. SISTEMAS DE PRUEBA.

La metodología propuesta se aplicará a los siguientes sistemas de prueba: Sistema Garver de 6 barras, Sistema IEEE de 24 Barras, Sur Brasileño de 46 barras y Sistema Eléctrico Colombiano. Los parámetros y topologías de los sistemas de prueba pueden ser consultados en la referencia [3]. Se asume una incertidumbre en el valor de la demanda del ±5% respecto al valor pronosticado.

5.1 Sistema Garver de 6 barras con redespacho.

El sistema Garver (figura 1) consta de 6 barras, 15 líneas candidatas a ser adicionadas, generación máxima de 1100 MW, demanda total de 760 MW (tabla 1) y un número máximo de 5 líneas que se pueden adicionar por corredor.

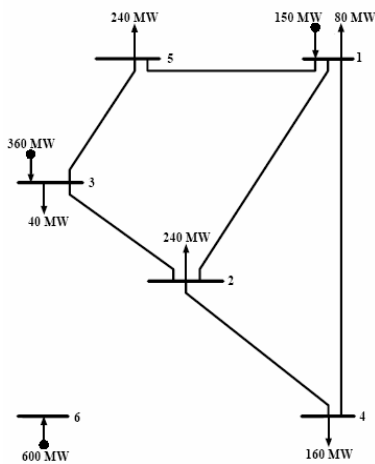


Figura 1. Sistema Garver de 6 barras

Barra	Demanda (MW)	Incertidumbre en la demanda (MW)
1	80	[76-84]
2	240	[228-252]
3	40	[35-42]
4	160	[152-168]
5	240	[228-252]
Total	760	[722-798]

Tabla 1. Incertidumbre de demanda en el Sistema Garver.

El valor óptimo para el problema de planeamiento de la expansión del sistema Garver de 6 barras con redespacho [3] y [4], tiene un costo de inversión de 110,000 US\$ y las líneas que deben ser adicionadas al caso base son: $n_{3-5} = 1, n_{4-6} = 3$.

Para el caso del planeamiento de la expansión con demanda variable se encuentran las siguientes propuestas de inversión:

Propuesta 1.

Demanda: 764.1439 MW
 Costo de inversión: 110,000 US\$
 Corte de carga: 0 MW
 Configuración: $n_{2-6}=1, n_{3-5}=1$ y $n_{4-6}=2$.

Propuesta 2.

Demanda: 777.1707 MW
 Costo de inversión: 100,000 US\$
 Corte de carga: 0 MW
 Configuración: $n_{3-5}=1$ y $n_{4-6}=3$

La demanda atendida en cada nodo por cada propuesta encontrada se muestra en la tabla 2.

Barras	Propuesta 1	Propuesta 2
1	84	84
2	230.3453	231.1707
3	42	42
4	168	168
5	239.7986	252
D total	764.1439 MW	777.17 MW

Tabla 2. Demanda atendida en el Sistema Garver.

5.2 Sistema IEEE de 24 Barras

Este sistema consta de 24 barras, 41 líneas, una demanda total de 8,550 MW y se pueden adicionar 3 líneas por corredor. La topología inicial es presentada en la figura 2, y los datos eléctricos pueden ser consultados en las referencias [3] y [5].

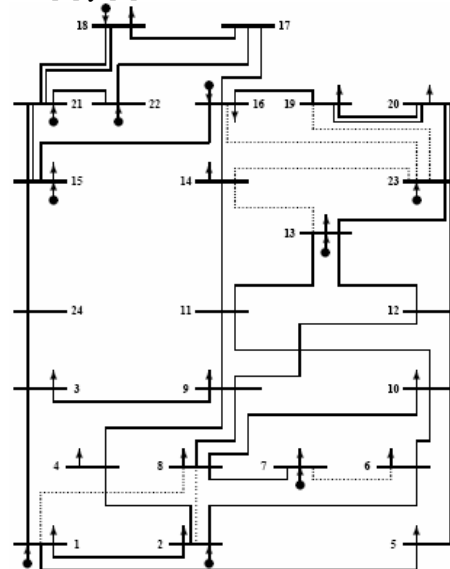


Figura 2. Sistema IEEE de 24 barras.

La solución óptima del problema de planeamiento de la expansión tiene un costo de inversión de 152,000,000 US\$ y las líneas que deben ser adicionadas a la topología inicial son: $n_{6-10}=1$, $n_{7-8}=2$, $n_{10-12}=1$ y $n_{14-16}=1$.

Para el caso del planeamiento de la expansión con demanda variable se encuentran las siguientes propuestas de inversión:

Propuesta 1.

Demanda: 8683.91511 MW
Costo de inversión: 144,000,000 US\$
Configuración: $n_{6-10}=1$, $n_{7-8}=1$, $n_{10-12}=1$ y $n_{13-14}=1$

Propuesta 2.

Demanda: 8690.09184 MW
Costo de inversión: 136,000,000 US\$
Configuración: $n_{6-10}=1$, $n_{7-8}=1$, $n_{10-12}=1$ y $n_{14-16}=1$

Propuesta 3.

Demanda: 8550.744953 MW
Costo de inversión: 124,000,000 US\$
Configuración: $n_{1-5}=1$, $n_{6-10}=1$, $n_{7-8}=2$ y $n_{14-16}=1$

El corte de carga obtenido en las propuestas es nulo.

5.3 Sistema Sur Brasileño de 46 barras

Este sistema (figura 3) consta de 46 barras, una demanda de 6,880 MW y no tiene límite máximo de líneas que pueden ser adicionadas por corredor. Es un sistema de la vida real y de mediano tamaño.

La solución óptima del problema de planeamiento de la expansión tiene un costo de inversión de 72.870.000.000 US\$ y las líneas que deben ser adicionadas a la topología inicial son: $n_{2-5}=1$, $n_{5-6}=2$, $n_{13-20}=1$, $n_{20-21}=2$, $n_{20-23}=1$, $n_{42-43}=1$, $n_{46-6}=1$.

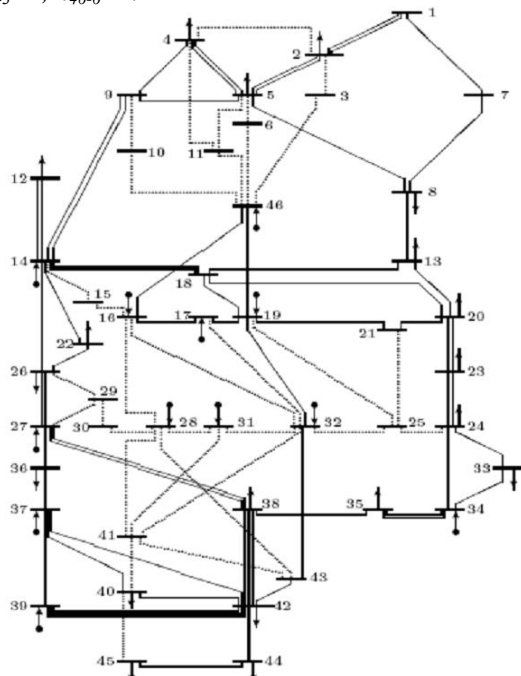


Figura 3. Sistema Sur Brasileño de 46 barras.

Para el caso del planeamiento de la expansión con demanda variable se encuentran las siguientes propuestas de inversión:

Propuesta 1.

Demanda: 6982.3869 MW
Costo de inversión: 63,163,000 US\$
Configuración: $n_{5-6}=2$, $n_{20-21}=2$, $n_{20-23}=1$, $n_{42-43}=1$ y $n_{46-6}=1$.

El corte de carga obtenido en la propuesta es nulo.

5.4 Sistema Eléctrico Colombiano 2012

El sistema colombiano 2012 puede clasificarse como un sistema de gran tamaño y mediana complejidad. Consta de 93 barras, 155 líneas/trafos para ser adicionados y una demanda de 14,559 MW.

Debido a que el sistema eléctrico Colombiano es un sistema complejo, se usó un algoritmo inicializador para encontrar una población inicial de buena calidad que condujera al AGCB a regiones de muy buena calidad.

La mejor solución reportada ([3] y [6]) para el planeamiento de la expansión del sistema de transmisión Colombiano, sin considerar demanda incierta, presenta un costo de inversión de 560.002.000.000 US\$, un corte de carga 0.38 MW y las siguientes adiciones de líneas:

n_{43-88} (OCAN-CESA)=	2	n_{15-18} (BARB-GTPE)=	1
n_{30-65} (CGVC-TLUA)=	1	n_{30-72} (CGVC-VIRG)=	1
n_{55-57} (CMA5-CHI5)=	1	n_{55-84} (CMA5-SJOR)=	1
n_{56-57} (SAB5-CHI5)=	1	n_{55-62} (CMA5-SAC5)=	1
n_{27-29} (JUTO-YUMB)=	1	n_{29-64} (YUMB-MARC)=	1
n_{50-54} (TERN-SAB2)=	1	n_{62-73} (SAC5-VIR5)=	1
n_{54-56} (SAB2-SAB5)=	1	n_{72-73} (VIRG-VIR5)=	1
n_{19-82} (MALE-MAL5)=	2	n_{82-85} (MAL5-FAC5)=	1
n_{68-86} (NDE2-SOG2)=	1		

Para el problema del planeamiento de la expansión del sistema eléctrico colombiano con demanda variable, el AGCB encontró las siguientes propuestas de inversión:

Propuesta 1.

Demanda: 14,967.58337 MW
Costo de inversión: 430,090,000 US\$
Corte de carga: 0 MW

Configuración:

n_{43-88} (OCAN-CESA)=	1	n_{55-84} (CMA5-SJOR)=	1
n_{56-57} (SAB5-CHI5)=	1	n_{55-62} (CMA5-SAC5)=	1
n_{60-69} (SAC2-DOR2)=	1	n_{27-29} (JUTO-YUMB)=	1
n_{19-66} (MALE-NARE)=	1	n_{29-64} (YUMB-MARC)=	1
n_{62-73} (SAC5-VIR5)=	1	n_{19-82} (MALE-MAL5)=	2
n_{82-85} (MAL5-FAC5)=	1	n_{68-86} (NDE2-SOG2)=	1

Propuesta 2.

Demanda: 14,138.88200 MW
Costo de inversión: 270,744,000 US\$
Corte de carga: 0.3753 MW

Configuración:

n_{15-18} (BARB-GTPE)=	1	n_{55-84} (CMA5-SJO)=	1
n_{31-34} (ESMR-MARI)=	4	n_{18-22} (GTPE-PLAY)=	1
n_{27-29} (JUTO-YUMB)=	1	n_{19-66} (MALE-NARE)=	1
n_{19-82} (MALE-MAL5)=	1	n_{82-85} (MAL5-FAC5)=	1
n_{68-86} (NDE2-SOG2)=	1		

Propuesta 3.

Demanda:	14,094.61735 MW
Costo de inversión:	202,920,000 US\$
Corte de carga:	0.8562 MW

Configuración:

n_{27-29} (JUTO-YUMB)=	1	n_{62-73} (SAC5-VIR5)=	1
n_{19-82} (MALE-MAL5)=	2	n_{82-85} (MAL5-FAC5)=	1
n_{68-86} (NDE2-SOG2)=	1		

6. CONCLUSIONES

En este artículo se presentó un modelo matemático y la metodología de solución para resolver el problema del planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión de energía eléctrica considerando incertidumbre en la demanda.

En el modelamiento propuesto la demanda deja de ser estática y se convierte en una variable del problema que intenta ser maximizada dentro de un rango probable de ocurrencia. Esta característica permite que se obtengan soluciones con altos grados de cubrimiento en la demanda.

La metodología presentada muestra flexibilidad en las propuestas de inversión ya que al ser la demanda una variable más, diversas soluciones con topologías y costos de inversión diferentes son encontradas, permitiendo al planeador analizar varias propuestas y no una sola como normalmente ocurre.

Comparando los costos de inversión del planeamiento de la expansión básico con los costos del planeamiento con demanda incierta, los costos de inversión del segundo, son inferiores al primero. Esto se debe a que cada nodo tiene incertidumbre en la demanda haciendo que el espacio de soluciones aumente y que la metodología encuentre mejores soluciones para valores de la demanda dentro de los rangos de incertidumbre.

Las propuestas planteadas por la metodología para los casos de prueba, muestran que la incertidumbre de la demanda juega un papel importante en el planeamiento. Por ejemplo, soluciones que cubren la demanda del sistema con valores cercanos al límite inferior son más económicas que aquellas que abastecen la demanda cerca al límite superior, pero, ambas soluciones muestran elementos comunes que son necesarios para el sistema futuro y se diferencian en elementos particulares necesarios para cada escenario de demanda.

La combinación entre demanda variable en cada nodo y la posibilidad de hacer redespacho, permiten que se tenga un gran espacio de soluciones con bajos costos de inversión.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1]. ZAPATA G. Carlos J., López Julián y Rengifo Erickson. "Efecto del modelamiento de la demanda en estudios de confiabilidad de largo plazo de sistemas eléctricos", Scientia et Technica, Año XII, No 32, Diciembre de 2006. UTP
- [2]. CHU, P.C., and Beasley, J. E. "A genetic algorithm for the generalized Assignment problem," Computers Operations Research, 24(1), 1997.
- [3]. GALLEGO L. A., "Planeamiento de la Expansión de sistemas de transmisión de energía eléctrica considerando contingencias", Tesis de Maestría, Universidad Tecnológica de Pereira, Nov de 2005.
- [4]. GALLEGO, R.A.: "Planejamento a longo prazo de sistemas de transmissao usando técnicas de otimizacao combinatorial", Tesis de Doctorado, FEEC DSEE Unicamp, Brasil, Octubre de 1997.
- [5]. GALLEGO R., Monticelli A., and Romero R.: 'Transmission systems expansion planning by an extended genetic algorithms,' IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, 1998.
- [6]. ESCOBAR A., "Planeamiento dinámico de la transmisión en sistemas de transmisión usando algoritmos combinatoriales", Tesis de Maestría, Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia, Febrero de 2002.
- [7]. GALLEGO L. A., "Metodología para solucionar el modelo DC para redes de transmisión de energía eléctrica usando puntos interiores", Scientia et Technica Año XI No 28 Octubre de 2005 UTP.