

PLANEAMIENTO MULTI OBJETIVO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN USANDO UN ALGORITMO EVOLUTIVO NSGA-II

LIBARDO LÓPEZ*
RICARDO ALBERTO HINCAPIÉ**
RAMÓN ALFONSO GALLEGO***

RESUMEN

En este artículo se presenta una metodología para solucionar el problema del planeamiento de sistemas de distribución empleando una técnica de optimización multiobjetivo. En el modelo propuesto se consideran la ubicación y dimensionamiento de nuevos elementos y la repotenciación de elementos existentes. En el planteamiento del problema se incluyen en la función objetivo los costos de inversión y de operación y la confiabilidad de la red. Este tema de investigación es de relevancia para las empresas distribuidoras de energía eléctrica, ya que permite contar con nuevas herramientas que acercan el problema a situaciones reales, tales como considerar varios objetivos, lo cual incide favorablemente en las finanzas y en la operación del sistema. En la solución del modelo se emplea un algoritmo elitista de ordenamiento no dominado (NSGA-II), y para verificar su eficiencia se recurre a un caso de la literatura especializada, que corresponde a una red de distribución de un sistema eléctrico.

PALABRAS CLAVE: planeamiento de sistemas de distribución; optimización combinatorial; NSGA-II; optimización multiobjetivo.

* Ingeniero Electricista, Universidad Tecnológica de Pereira. Ingeniero Soporte Distribución, FYR Ingenieros. Bogotá, Colombia. soporteingenieria@fyringenieros.com; lilo18@ohm.utp.edu.co

** Ingeniero Electricista y Magíster en Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira. Profesor Auxiliar, Programa de Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira. Pereira, Colombia. ricardohincapie@utp.edu.co

***Ingeniero Electricista, Universidad Tecnológica de Pereira; Magíster en Potencia Eléctrica, Universidad Nacional de Colombia; Doctor en Ingeniería Eléctrica, Universidad de Campinas, Brasil. Profesor Titular, Programa de Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira. Pereira, Colombia. ragr@utp.edu.co

MULTIOBJECTIVE DISTRIBUTION SYSTEM PLANNING USING AN NSGA-II EVOLUTIONARY ALGORITHM

ABSTRACT

This paper presents a methodology to solve the problem of distribution system planning, using a multi-objective optimization technique. In the proposed model the location and design of new elements and the upgrading of existing elements are considered. In the problem approach, investment and operation costs and network reliability are included in the objective function. This research topic is relevant to the electricity distribution companies, as it allows for new tools that bring the problem to real situations, such as considering multiple objectives, which has a positive impact on the finances and on operation of the system. In the model solution, an elitist non-dominated sorting algorithm (NSGA-II) is used, and to verify its efficiency a case of specialized literature is used, which corresponds to a distribution network of an electrical system.

KEY WORDS: distribution system planning; combinatorial optimization; NSGA-II; multiobjective optimization.

PLANEJAMENTO MULTIOBJETIVO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO USANDO UM ALGORITMO EVOLUTIVO NSGA-II

RESUMO

Neste artigo apresenta-se uma metodologia para solucionar o problema do planejamento de sistemas de distribuição empregando uma técnica de otimização multiobjetivo. No modelo proposto considera-se a localização e dimensionamento de novos elementos e a repotenciação de elementos existentes. Na abordagem do problema incluem-se na função objetivo os custos de investimento e de operação e a confiabilidade da rede. Este tema de pesquisa é de relevância para as empresas distribuidoras de energia elétrica, já que permite contar com novas ferramentas que acercam o problema a situações reais, tais como considerar vários objetivos, o qual incide favoravelmente nas finanças e na operação do sistema. Na solução do modelo emprega-se um algoritmo elitista de ordenamento não-dominado (NSGA-II), e para verificar sua eficiência se emprega um caso da literatura especializada, que corresponde a uma rede de distribuição de um sistema elétrico.

PALAVRAS-CÓDIGO: planejamento de sistemas de distribuição; otimização combinatorial; NSGA-II; otimização multiobjetivo.



1. INTRODUCCIÓN

El crecimiento natural de la demanda de energía eléctrica y la aparición de nuevos consumidores en un sistema de distribución implican que las empresas encargadas de prestar el servicio tengan que ampliar la capacidad de sus redes, ya sea repotenciando los elementos existentes o adicionando elementos a la red. Por esto el problema de la localización y dimensionamiento de subestaciones y alimentadores primarios se constituye en un tema de gran interés para las empresas distribuidoras, ya que puede afectar de manera notoria las finanzas, debido al incremento de las pérdidas del sistema y a los costos por sobredimensionamiento de los elementos.

Una inadecuada expansión de un sistema puede ocasionar, además de los problemas mencionados, violación de los límites permitidos de tensión, sobrecargas en elementos y pérdida de carga, entre otros. Para evitar esto se deben realizar estudios de planeación de tal forma que garanticen bajos costos en la instalación y operación de los elementos del sistema, cumpliendo con ciertos requisitos técnicos y de confiabilidad, los cuales son impuestos por entes reguladores.

El problema del planeamiento consiste en determinar dónde, cuántos y cuándo deben ser instalados o repotenciados los elementos de la red eléctrica con los cuales se logra un mínimo costo, máxima confiabilidad y el cumplimiento de restricciones operativas. Este problema se considera de gran complejidad matemática por el gran número de variables enteras y continuas y por restricciones planteadas en el modelo.

De diversas maneras ha sido abordado este problema. Algunos autores han considerado un modelo lineal entero mixto para describirlo (Granada, Gallego e Hincapié, 2005; Hincapié, Granada y Gallego, 2008), mientras que otros autores han empleado un modelo no lineal entero mixto (Ramírez y Bernal, 1998; Mori e Iimura, 2004; Najafi *et al.*, 2009). Desde el punto de vista de las técnicas de solución se han empleado técnicas como el método simplex (Pon-

navaikko y PrakasaRao, 1981), branch and bound (Granada, Gallego e Hincapié, 2005), algoritmos genéticos (Ramírez y Bernal, 1998), búsqueda tabú (Mori e Iimura, 2004) y *simulated annealing* (Parada *et al.*, 2004).

En la vida real el problema del planeamiento de sistemas de distribución involucra varios objetivos, sin embargo, tradicionalmente se ha planteado un modelo matemático con una única función objetivo que incluye costos de inversión y operación. En los modelos matemáticos planteados en años recientes para este problema se consideran funciones multiobjetivo y unos de los propuestos comprenden costos de inversión, operación y criterios de confiabilidad.

La importancia de emplear dos o más objetivos en la solución del problema radica en una mejor aproximación del modelo matemático empleado para describir los sistemas reales, pues por lo regular las empresas encargadas de realizar la planeación de estos sistemas tienen en cuenta en la toma de decisiones diversos aspectos ambientales, económicos, de seguridad y confiabilidad, entre otros.

En la literatura especializada se encuentran algunos trabajos que procuran diversos objetivos. Ramírez y Domínguez (2006) presentan un modelo que considera como funciones objetivo los costos y confiabilidad del sistema, y en la solución usan un algoritmo de búsqueda tabú. Carrano *et al.* (2006) emplean un modelo matemático no lineal entero mixto que minimiza dos funciones objetivo: económica y confiabilidad, y en la solución se valen de un algoritmo genético especializado. Mantway y Al-Muhaini (2008) utilizan las mismas funciones objetivo descritas, y como técnica de solución, un algoritmo de optimización de partículas enjambre (swarm). Kayo y Ryoza (2009) emplean en la solución del problema multiobjetivo un algoritmo genético (MOGA) que considera los mismos objetivos descritos.

Con el fin de solucionar el problema de la planeación de sistemas de distribución, se plantea en este trabajo un modelo matemático no lineal entero mixto cuyo objetivo es la minimización de

dos funciones. La primera corresponde a los costos de instalación de alimentadores y subestaciones, la repotenciación de alimentadores y subestaciones existentes y la operación del sistema. La segunda se refiere a la confiabilidad de la red, la cual considera una función de energía esperada no suministrada (EENS). El conjunto de restricciones técnicas del modelo está compuesto por las leyes de balance nodal, la capacidad máxima de potencia permitida para todos los elementos del sistema, las máximas caídas de tensión permitidas para todos los nodos del sistema y la radialidad de la red. En la solución del problema se emplea un algoritmo elitista de ordenamiento no dominado (NSGA-II). Como aporte adicional, además de discutir una técnica NSGA-II en la cual se analiza un enfoque multiobjetivo de la confiabilidad y costos de la red, se quiere divulgar este problema entre las empresas del sector eléctrico.

Este artículo está organizado de la siguiente manera: en la sección 2 se presenta la formulación matemática del problema, la cual incluye formulación de problemas multiobjetivo, modelamiento matemático, función objetivo económica, función objetivo de confiabilidad y restricciones del problema. Luego se explica en la sección 3 la técnica de solución, la cual incluye las características de la implementación de la metodología que resuelve el problema de planeamiento de redes de distribución. Seguidamente se muestran en la sección 4 las pruebas y los resultados obtenidos, y al final (sección 5) se presentan las conclusiones más relevantes del trabajo.

2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

El modelo matemático propuesto en este trabajo considera costos de inversión y operación del sistema y la confiabilidad de la red. Este modelo es formulado como un problema de programación no lineal entero mixto (PNLEM) multiobjetivo. A continuación se describen los aspectos más importantes acerca de la optimización multiobjetivo y el modelo matemático que describe el problema del planeamiento.

2.1 Problemas de optimización multiobjetivo

Un problema de optimización multiobjetivo requiere utilizar simultáneamente un cierto número de objetivos con diferentes soluciones óptimas individuales, donde un objetivo no puede ser mejorado sin la degradación de otro. Debido a esto, en lugar de una única solución óptima del problema, se encuentran un conjunto de soluciones de buena calidad entre los diferentes objetivos considerados, llamadas soluciones óptimas de Pareto.

En forma matemática un problema de optimización multiobjetivo puede expresarse como:

$$\min z = f(x) = \{f_1(x), f_2(x), \dots, f_M(x)\} \quad (1)$$

$$\text{s.a. } h(x) = \{h_1(x), h_2(x), \dots, h_k(x)\} = 0$$

$$g(x) = \{g_1(x), g_2(x), \dots, g_j(x)\} \geq 0$$

Donde x es el vector de decisión y $f_i(x)$ corresponde a cada función objetivo del problema.

El conjunto de soluciones factibles S^* del modelo descrito en la ecuación 1 se define como las variables de decisión que satisfacen las restricciones de igualdad $h_i(x)$ y desigualdad $g_j(x)$. Por lo tanto:

$$S^* = \{\bar{x} \in \bar{S} / g(x) \geq 0 \wedge h(x) = 0\} \quad (2)$$

Cualquier punto x en S^* define una solución factible. El diagrama del espacio de soluciones factibles S^* es denominado espacio objetivo factible. Este espacio se representa por Z^* y se define como:

$$Z^* = f(S^*) = \{[f_1(x), f_2(x), \dots, f_K(x)], x \in S^*\} \quad (3)$$

2.2 Modelamiento matemático del problema

El modelo matemático propuesto en este trabajo considera dos funciones objetivo: la primera representa los costos de instalación y operación del sistema, y la segunda, la confiabilidad de la red. El modelo descrito en forma general está dado por:



$$\min z = \{f_1(x), f_2(x)\}$$

s.a. Restricciones técnicas (4)

Donde f_1 representa la función objetivo de costos y f_2 la función objetivo de confiabilidad.

2.2.1 Función objetivo de costos (f_1)

Involucra f_1 los costos descritos en la ecuación 5, donde el primer término representa los costos de repotenciación de tramos de red existentes, el siguiente corresponde a los costos variables o de operación de todos los alimentadores (nuevos y existentes), el tercero involucra los costos de instalación de nuevos tramos de red, y los dos últimos, los costos de ampliación e instalación de subestaciones existentes y nuevas, respectivamente.

$$f_1(x) = \left[\begin{aligned} & \sum_{ij \in \Omega_{AE}} \sum_{c \in \Omega_C} (CR_{ij,c,t} * XR_{ij,c,t}) + \\ & \sum_{ij \in \Omega_A} \sum_{c \in \Omega_C} CE_t * T * R_{ij,c} (I_{ij,ct}^2 + I_{ji,ct}^2) + \\ & \sum_{ij \in \Omega_{AN}} \sum_{c \in \Omega_C} (CF_{ij,c,t} * X_{ij,c,t}) + \\ & \sum_{i \in \Omega_{SE}} \sum_{d \in \Omega_D} (CR_{i,d,t} * XR_{i,d,t}) + \sum_{i \in \Omega_{SN}} \sum_{d \in \Omega_D} (CF_{i,d,t} * X_{i,d,t}) \end{aligned} \right] \quad (5)$$

Donde:

c, d : tipo de conductor y de subestación, respectivamente

t : etapa de planeamiento

T : período de planeamiento en horas-año (8760 horas-año)

$CF_{ij,c,t}$: costo de instalación de un alimentador tipo c , entre los nodos $i-j$, en la etapa t

$CR_{ij,c,t}$: costo de reconductorizar un alimentador tipo c , entre los nodos $i-j$, en la etapa t

$CR_{i,d,t}$: costo de ampliación de una subestación existente en el nodo i , tipo d , en la etapa t

$CF_{i,d,t}$: costo de instalación de una subestación tipo d , en el nodo i , en la etapa t .

CE_t : costo de la energía en la etapa t

Ω_{AE}, Ω_{AN} : conjunto de rutas asociadas con líneas existentes y nuevas, respectivamente

Ω_A : $\Omega_{AE} \cup \Omega_{AN}$

Ω_C, Ω_D : conjunto de tipos de conductores y subestaciones nuevas, respectivamente

Ω_{SE}, Ω_{SN} : nodos asociados con subestaciones existentes y nuevas, respectivamente

$XR_{ij,c,t}$: variable de decisión para reconductorizar una línea tipo c , entre los nodos $i-j$, etapa t

$X_{ij,c,t}$: variable de decisión para instalación de un conductor tipo c , entre los nodos $i-j$, etapa t

$XR_{i,d,t}$: variable de decisión para ampliación de una subestación tipo d , en el nodo i , etapa t

$X_{i,d,t}$: variable de decisión para la instalación de una subestación tipo d , en el nodo i , etapa t

$R_{ij,c}$: resistencia de un conductor tipo c , en la ruta $i-j$

$I_{ij,c,t}, I_{ji,c,t}$: corriente por el conductor tipo c , etapa t , entre los nodos $i-j$, y $j-i$, respectivamente

2.2.2 Función objetivo de confiabilidad (f_2)

Representa f_2 la confiabilidad del sistema de distribución por medio de la EENS. Los términos de la ecuación 6 usan índices de tiempos medios de paro y de confiabilidad, para tramos de red existentes y nuevos, respectivamente. La función objetivo está dada por:

$$f_2(x) = \left[\begin{aligned} & \sum_{ij \in \Omega_{AE}} \sum_{c \in \Omega_C} (\lambda_{ij,c,t})(l_{ij})(\sigma_{ij,c,t}) [\overline{P}_{ij} + \overline{P}_{ji}] T + \\ & \sum_{ij \in \Omega_{AN}} \sum_{c \in \Omega_C} (\lambda_{ij,c,t})(l_{ij})(\sigma_{ij,c,t}) [\overline{P}_{ij} + \overline{P}_{ji}] T \end{aligned} \right] \quad (6)$$

Donde:

$\lambda_{ij,c,t}$: es la tasa de fallos por año y por unidad de longitud asociada a un alimentador tipo c , entre los nodos $i-j$, en la etapa t

l_{ij} : es la longitud del alimentador situado entre los nodos $i-j$

$\sigma_{ij,c,t}$: es el tiempo medio de parada (horas) por cada fallo que se produce en un alimentador tipo c , entre los nodos i - j , en la etapa t

P_{ij}, P_{ji} : representan la potencia activa media (kW) transportada por el alimentador situado entre los nodos i - j , y j - i , respectivamente

2.2.3 Restricciones

El conjunto de restricciones físicas, operativas y de la calidad del servicio está dado por las ecuaciones 7 a 11.

$$G(V_i, \theta_i) = 0 \tag{7}$$

$$|S_{ij}| \leq S_{ij}^{max} \tag{8}$$

$$S_i \leq S_i^{max} \tag{9}$$

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \tag{10}$$

$$\prod b_{ij} = 1 \tag{11}$$

La ecuación 7 representa las ecuaciones de balance de potencia en los nodos del sistema y se plantean usando las leyes de Kirchhoff. Las ecuaciones 8 y 9 aseguran que no se presenten sobrecargas en alimentadores y subestaciones, respectivamente. La ecuación 10 define los límites permitidos de voltaje, y la ecuación 11 garantiza la radialidad de la red.

3. METODOLOGÍA PROPUESTA

3.1 Codificación del problema

La codificación del problema del planeamiento de redes de distribución se describe por medio de un vector que representa las posibles alternativas de solución, constituido por tramos de red y subestaciones existentes y propuestas.

En la figura 1 se representa un sistema de potencia, con las posibles alternativas (figura 1a) y una configuración factible (figura 1b). En este sistema los tramos de red existentes están dados por los números 1, 2, 3 y 4. Los tramos de red propuestos están dados por los números 5 a 14. Las subestaciones existentes y propuestas están indicadas por los números 15 y 16, respectivamente.

En el vector que representa una alternativa de solución, un valor cero expresa que el elemento no está en la configuración y un valor diferente indica que ese elemento está presente. El vector que describe la configuración inicial de la red (figura 1a) está dado por

$$[1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0]$$

En el vector anterior los tramos de red existentes (posiciones 1 a 4) están presentes con un conductor tipo 1. No hay propuestos tramos nuevos de red (posiciones 5 a 14). La subestación existente es del

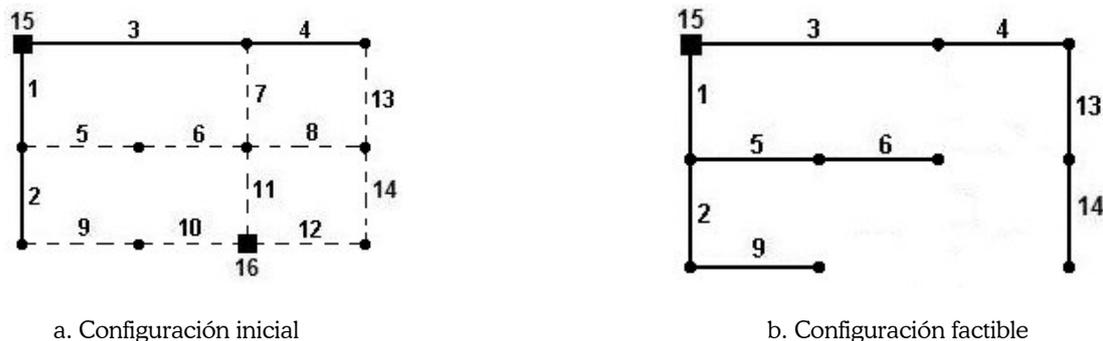


Figura 1. Ejemplo de codificación



tipo 1 (posición 15) y no se propone una subestación nueva (posición 16).

El vector que describe la configuración factible (figura 1b) está dado por

$$[2 \ 2 \ 2 \ 2 \ 2 \ 1 \ 0 \ 0 \ 2 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 1 \ 2 \ 0]$$

Quiere decir que los tramos de red 1, 2, 3, 4, 5 y 9 tienen un conductor con calibre tipo 2, los tramos de red 6, 13 y 14 están presentes con un conductor tipo 1 y los tramos de red 7, 8, 10, 11 y 12 no son propuestos en la configuración. La subestación existente es ampliada a un tipo 2 (posición 15) y la subestación nueva no se propone (posición 16).

3.2 Técnica de solución multiobjetivo

La técnica de solución empleada para resolver el problema del planeamiento multiobjetivo de sistemas de distribución es el algoritmo NSGA-II, elaborado por Deb *et al.* (2002). Esta metodología presenta dos características importantes: garantiza la diversidad durante el proceso de solución y además se caracteriza por ser elitista, es decir, solamente considera las mejores soluciones encontradas durante el proceso de búsqueda.

En el algoritmo en la generación t , la población descendiente Q_t (de tamaño N) es creada de la población de padres P_t (de tamaño N) y para esto hace uso de los operadores genéticos de selección, recombinación y mutación. Después de aplicar estos operadores, las dos poblaciones (padre e hijo) son combinadas para formar un nuevo vector de tamaño $2N$. Después, mediante un ordenamiento se clasifica la población en frentes de Pareto, lo cual consiste en determinar para cada individuo un nivel de dominancia frente a las demás soluciones, y de acuerdo con esto sólo las mejores N soluciones harán parte de la población P_{t+1} en donde el proceso vuelve a comenzar (Gallego, Escobar y Toro, 2008).

3.3 Criterio de parada

El proceso de búsqueda cíclico debe ejecutarse mientras siga habiendo evolución de la población. Por

lo tanto, el procedimiento termina cuando se alcanza un número preestablecido de generaciones sin evolución o si se llega a un número máximo predefinido.

3.4 Diagrama de bloques del algoritmo

En la figura 2 se ilustra el diagrama de bloques del algoritmo.

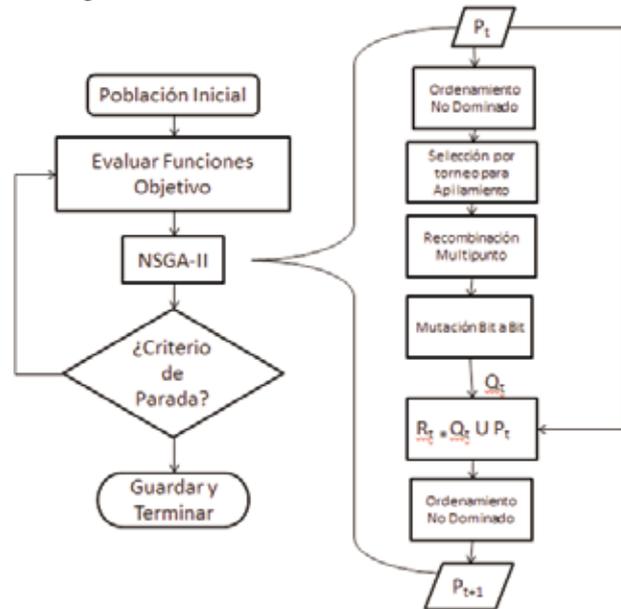


Figura 2. Diagrama de flujo del algoritmo implementado

3.5 Métrica para determinar la mejor solución del frente de Pareto

Después de analizar el conjunto de soluciones no dominadas entregadas por el algoritmo, el planeador puede seleccionar la configuración que más se acerque a sus necesidades de acuerdo con la prioridad que se les dé a las funciones objetivo. Sin embargo, una solución óptima puede obtenerse a partir del conjunto de soluciones del frente de Pareto. En este artículo se emplea el criterio max-min (Ramírez y Domínguez, 2004), el cual consiste en normalizar para cada solución los valores de ambas funciones objetivo con respecto a los valores extremos encontrados en el frente de Pareto. Por lo tanto:

$$\left(\frac{FO_{1-max} - FO_{1-i}}{FO_{1-max} - FO_{1-min}}, \frac{FO_{2-max} - FO_{2-i}}{FO_{2-max} - FO_{2-min}} \right) \quad (12)$$

Donde,

FO_{1-max} : valor máximo obtenido de la función de costos para el frente de Pareto

FO_{1-min} : valor mínimo obtenido de la función de costos para el frente de Pareto

FO_{2-max} : valor máximo obtenido de la función de confiabilidad para el frente de Pareto

FO_{2-min} : valor mínimo obtenido de la función de confiabilidad para el frente de Pareto

FO_{1-i} : valor de la función de costos de la solución i del frente de Pareto

FO_{2-i} : valor de la función de confiabilidad de la solución i del frente de Pareto

Una vez obtenida la pareja de valores para cada solución, se escoge el valor mínimo entre estos. Luego se selecciona el máximo valor de todos los valores mínimos escogidos, que corresponde a la mejor solución encontrada por el algoritmo.

4. PRUEBAS Y RESULTADOS

El sistema empleado para verificar la metodología propuesta (Miranda, Ranito y Proença, 1994) cuenta con 16 tramos de red existentes (líneas continuas), 2 subestaciones existentes en los nodos 51 y 52 (cuadrados con línea continua), 45 tramos de red propuestos (líneas discontinuas) y dos subestaciones propuestas en los nodos 53 y 54 (cuadrados con línea discontinua).

El nivel de tensión de la red es 28 kV, el porcentaje de regulación considerado es $\pm 5\%$ y el costo de la energía es 250 \$/kWh. Se considera una etapa de planeamiento de 8760 horas y un valor de carga fija durante este período. El flujo de carga empleado para evaluar todas las configuraciones analizadas es del tipo barrido iterativo. Tanto el flujo de carga como el algoritmo implementado fueron desarrollados en MATLAB. La configuración inicial del sistema se presenta en la figura 3.

Las características de los diferentes tipos de subestaciones y conductores considerados se ilustran en las tablas 1 y 2, respectivamente.

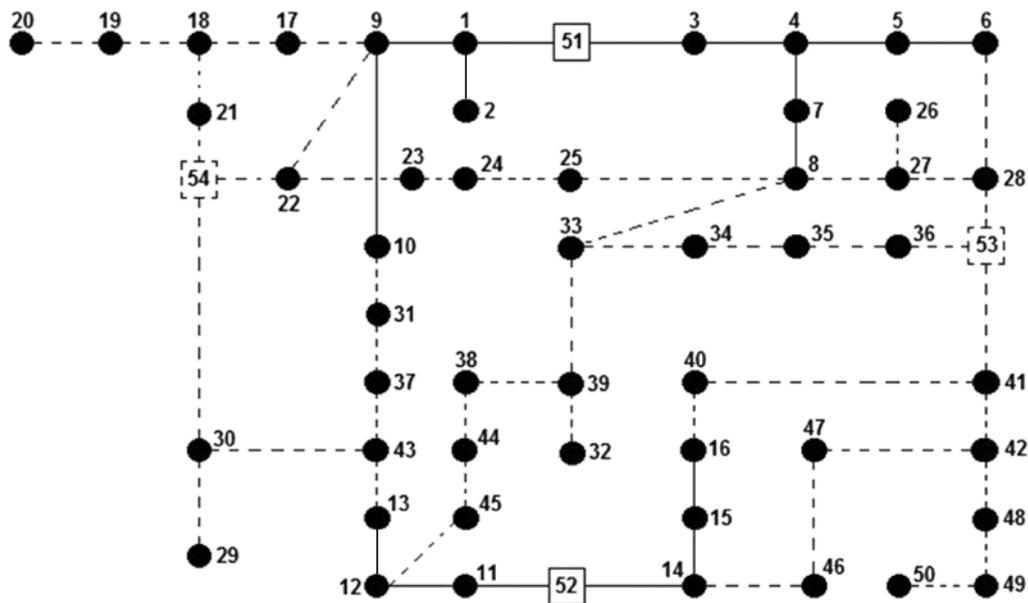


Figura 3. Configuración inicial del sistema



Tabla 1. Datos de las subestaciones

Tipo	Capacidad [MVA]	Costo de instalación [M\$]	Costo de repotenciación [M\$]
1	20	400	100
2	30	600	110
3	40	800	120

Tabla 2. Datos de los conductores

Tipo	R [Ω /Km]	X [Ω /Km]	Capacidad [A]	Costo de instalación [M\$/Km]	Costo de reconductorización [M\$/Km]	Tasa de fallos λ [fallos/km/año]	Tiempo medio de parada σ [horas/falla]
1	0,365	0,252	185,57	70	30	2,189	10,75
2	0,292	0,246	226,81	100	40	1,449	10,75
3	0,235	0,240	257,74	110	50	1,113	10,75
4	0,193	0,227	288,67	120	60	0,171	10,75
5	0,182	0,126	391,77	135	70	0,054	10,75
6	0,146	0,123	461,88	150	80	0,096	10,75
7	0,118	0,120	515,49	160	90	0,078	8,95
8	0,096	0,114	577,35	180	100	0,064	8,95

Los parámetros del algoritmo que presentan el mejor comportamiento se determinaron con pruebas de tanteo. Las tasas de recombinación y de mutación se establecieron en valores respectivos de 0,7 y 0,03. Se empleó un tamaño de 200 individuos en la población y un mecanismo de recombinación multipunto de tres posiciones. Como criterio de parada se establecieron un total de 500 iteraciones o 50 generaciones sin evolución.

En la figura 4 se ilustra el conjunto de soluciones óptimas del frente de Pareto, donde se observa como están distribuidas adecuadamente en el espacio de solución de las funciones objetivo. Se resaltan tres soluciones

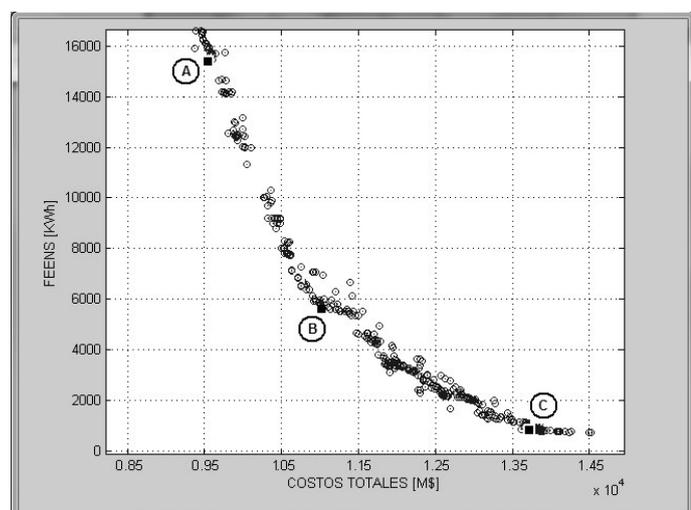


Figura 4. Conjunto de soluciones óptimas de Pareto

seleccionadas considerando los objetivos de manera individual y de forma colectiva. Los costos asociados a estas soluciones se presentan en la tabla 3.

Tabla 3. Resultados obtenidos

Función objetivo	Soluciones seleccionadas		
	A	B	C
Costos [\$.10 ⁶]	9604,8	11032,5	13846,6
Confiabilidad [kWh]	15394,5	5723,2	803,5

En la figura 5 se ilustra la topología del sistema correspondiente a la solución B, la cual fue seleccionada empleando la métrica descrita en la sección 3.5 y que corresponde a la mejor solución encontrada por ella.

En esta configuración se proponen tres subestaciones en los nodos 51, 52 y 54 con una capacidad de 30, 30 y 20 MVA, y una cargabilidad de 89,22 %, 39,50 % y 40,97 %, respectivamente. La mayor caída de tensión del sistema se presenta en el nodo 36, con un valor del 4,2 %, por lo que se puede observar que se cumple la restricción im-

puesta para la máxima caída de tensión permitida ($\pm 5\%$). La máxima cargabilidad por las líneas del sistema se presentan en 51_3, 52_14 y 51_1, con un valor de 63,22 %, 57,4 % y 45,02 %, respectivamente. De lo anterior se puede concluir que el resto de las líneas del sistema no exceden su capacidad máxima permitida. Adicionalmente en la figura 5 se puede verificar la radialidad de la red.

5. CONCLUSIONES

Fue resuelto el problema del planeamiento de sistemas de distribución usando el algoritmo evolutivo multiobjetivo NSGA-II. En la metodología propuesta se consideraron varios objetivos. El modelo propuesto fue verificado con un sistema de prueba de la literatura especializada y se obtuvieron resultados de buena calidad, al observarse un adecuado comportamiento del frente de Pareto en la distribución y en la cantidad de individuos que pertenecen a éste.

Se encontró que el algoritmo NSGA-II empleado en este trabajo cumplió con los dos objetivos que lo caracterizan: diversidad durante el proceso

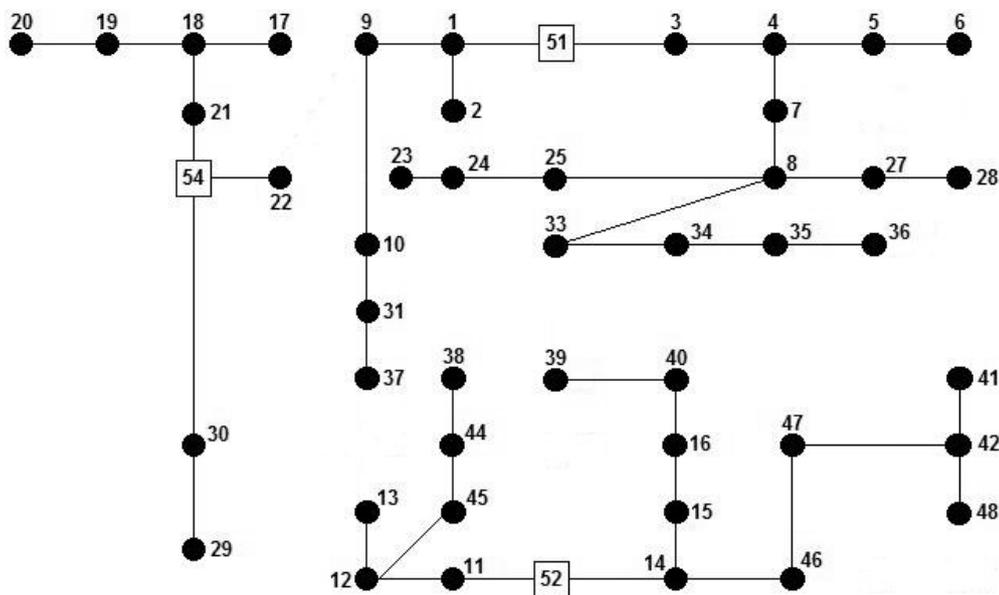


Figura 5. Topología de la solución B



de solución y elitismo, reflejándose en la calidad de las soluciones y en una adecuada distribución del frente de Pareto.

Los métodos de optimización multiobjetivo proporcionan un conjunto de soluciones denominadas frente de Pareto. La selección de la mejor solución del frente depende de la métrica empleada. En este trabajo se usó un criterio denominado max-min. Sin embargo, el personal de planeación de la red de distribución establece los criterios de acuerdo con la conveniencia de la empresa.

La codificación propuesta contiene de manera implícita conceptos de diversidad, característica de gran importancia en optimización combinatorial, que garantiza una adecuada exploración en el espacio de soluciones, y de esta manera aumenta la probabilidad de encontrar soluciones de excelente calidad.

REFERENCIAS

- Carrano, Eduardo; Soares, Luiz; Takahashi, Ricardo; Saldanha, Rodney and Neto, Oriane (2006). "Electric distribution network multiobjective design using a problem-specific genetic algorithm". *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, No. 2 (April), pp. 995-1005.
- Deb, Kalyanmoy; Pratap, Amrit; Agarwal, Sameer and Meyarivan, T. (2002). "A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II". *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, vol. 6, No. 2 (April), pp. 182-197.
- Gallego, Ramón; Escobar, Antonio y Toro, Eliana. *Técnicas metaheurísticas de optimización*. 2 ed. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2008.
- Granada, Mauricio; Gallego, Ramón Alfonso e Hincapié, Ricardo Alberto (2005). "Planeamiento de sistemas de distribución de energía eléctrica usando branch and bound". *Ingeniería [Universidad Distrital]*, vol. 10, No. 2 (agosto), pp. 44-50.
- Hincapié, Ricardo; Granada, Mauricio y Gallego, Ramón (2008). "Planeación óptima del sistema eléctrico de la ciudad de Pereira usando una metodología matemática exacta". *Revista de Ingeniería [Universidad de los Andes]*, vol. 28 (noviembre), pp. 51-58.
- Kayo, Genku and Ryoza, Ooka (2009). "Application multi-objective genetic algorithm for optimal design method of distributed energy system". *Eleventh International IBPSA Conference*, Glasgow, July 27-30, pp. 167-172.
- Mantway, A.H. and Al-Muhaini, M. (2008). "Multi-objective BPSO algorithm for distribution system expansion planning including distributed generation". *Transmission and Distribution Conference and Exposition*, Chicago (21-24 April), pp. 1-8.
- Miranda, Vladimiro; Ranito, J. and Proença, Luis Miguel (1994). "Genetic algorithms in optimal multistage distribution network planning". *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, No. 4 (November), pp. 1927-1933.
- Mori, Hiroyuki and Iimura, Yoshinori (2004). "An improved tabu search approach to distribution network expansion planning under new environment". *International Conference on Power System Technology*, Singapore, November 21-24, pp. 981-986.
- Najafi, Sajad; Hosseini, Seyed Hossein; Abedi, Mehrdad; Vahidnia, Arash and Abachezadeh, Saeed (2009). "A framework for optimal planning in large distribution networks". *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, No. 2 (May), pp. 1019-1028.
- Parada, Victor; Ferland, Jacques A.; Arias, Miguel and Daniels, Keith (2004). "Optimization of electrical distribution feeders using simulated annealing". *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, No. 3 (July), pp. 1135-1141.
- Ponnavaikko, M. and PrakasaRao, K. S. (1981). "Optimal distribution system planning". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 100, No. 6 (June), pp. 2969-2977.
- Ramírez, Ignacio and Bernal, José (1998). "Genetic algorithms applied to the design of large power distribution systems". *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, No. 2 (May), pp. 696-703.
- Ramírez, Ignacio and Domínguez, José (2004). "Possibilistic model based on fuzzy sets for the multiobjective optimal planning of electric power distribution networks". *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, No. 4 (November), pp. 1801-1809.
- Ramírez, Ignacio and Domínguez, José (2006). "New multiobjective tabu search algorithm for fuzzy optimal planning of power distribution systems". *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, No. 1 (February), pp. 224-233.