Reconfiguración multiobjetivo en sistemas de distribución primaria con presencia de generación distribuida

Multi-objective reconfiguration in primary distribution systems with the presence of distributed generation

Enrique Cardero Cardero[1] Irina Salazar Fonseca[2*] Nelson Alexey Castro Torres[1]
Delmar Jaime García[1] Janette Cervantes Oliva[1] Dunia del Rosario Barrero Formigo[1]

Recibido 14 de septiembre de 2021, aceptado 01 de septiembre de 2022
Received: September 14, 2021 Accepted: Septiembre 01, 2022

RESUMEN

Este trabajo aborda la reconfiguración multiobjetivo de las redes de distribución con presencia de generación distribuida. En el planteamiento del problema se trabaja con dos funciones objetivos; las pérdidas de potencia activa y el índice de tensión de la red. Mientras que en la solución del modelo se emplea un algoritmo evolutivo elitista de ordenamiento no dominado (NSGA-II), el que se implementa con ayuda del MATLAB, determinando un conjunto de soluciones factibles. La metodología propuesta es implementada en la reconfiguración del circuito de prueba, 33 nodos, 37 ramas y 4 generadores distribuidos, de la IEEE. Se analizan dos casos de estudios, uno sin presencia de generación distribuida y el otro en presencia de cuatro generadores distribuidos; se logra reducir las pérdidas de potencia de la red analizada y mejorar el perfil de tensión. Los resultados son comparados con otras investigaciones y métodos que han empleado el mismo circuito de prueba evidenciando su pertinencia.

Palabras clave: Generación distribuida, NSGA-II, reconfiguración multiobjetivo de los sistemas de distribución.

ABSTRACT

This work addresses the multi-objective reconfiguration of distribution networks with the presence of distributed generation. We work with two objective functions in the problem statement: active power losses and grid voltage index. While in the solution of the model, an elitist evolutionary algorithm of non-dominated ordering (NSGA-II) is used, which is implemented with the help of MATLAB, determining a set of feasible solutions. The proposed methodology is implemented in reconfiguring the test circuit, 33 nodes, 37 branches, and 4 distributed generators of the IEEE. Two case studies are analyzed, one without the presence of distributed generation and the other in the presence of four distributed generators; it is possible to reduce the power losses of the analyzed network and improve the voltage profile. The results are compared with other investigations and methods that have used the same test circuit, evidencing its relevance.

Keywords: Distributed generation, NSGA-II, multi-objective reconfiguration of distribution power systems.

[1] Universidad de Oriente. Facultad de Ingeniería Eléctrica. Santiago de Cuba, Cuba.
E-mail: kike.ccardero@gmail.com; ncastro@uo.edu.cu; delmarjaimegarcia@gmail.com; janetteco72@gmail.com; barreroduniaf@gmail.com
[2] Tampere University. Faculty of Information Technology and Communication. Tampere, Finland.
E-mail: irina.salazarfonseca@tuni.fi
* Autor de correspondencia: irina.salazarfonseca@tuni.fi

INTRODUCCIÓN

A lo largo de los años con el aumento de la demanda de electricidad, los sistemas eléctricos de distribución se enfrentan a serios desafíos como altas pérdidas de energía, problema de desviación de tensión y congestión de energía. Dos de las principales estrategias para mitigar estos efectos son la reconfiguración de alimentadores y el empleo de generación distribuida (GD).

La red de distribución primaria contiene dos tipos de interruptores, conocidos como interruptores de enlaces (normalmente abiertos) e interruptores seccionalizadores (normalmente cerrados). La estructura topológica de la red de distribución se puede modificar alterando el estado abierto / cerrado de los seccionadores y los interruptores de enlace, a lo que se le conoce como reconfiguración de alimentadores, lo cual reduciría las pérdidas de energía y mejoraría el perfil de tensión, siempre que se pueda determinar la reconfiguración óptima del sistema [1]. Cualquiera sea la topología seleccionada, se debe asegurar que cumpla con las restricciones mínimas que son: (I) conservar la configuración radial de los alimentadores, (II) todas las cargas deben ser servidas, en el caso de que se realice la reconfiguración para disminuir pérdidas. Si el objetivo es mejorar la confiabilidad del sistema entonces se trata de que la mayor cantidad de clientes sean alimentados, (III) los límites térmicos de líneas, transformadores y otros equipos no deben ser excedidos y (IV) los niveles de tensión tienen que quedar dentro de los límites establecidos [2].

La integración de la GD conduce a un mejor equilibrio de carga, perfil de tensión, eficiencia energética y confiabilidad, por lo que es prudente asegurarse de que la GD tenga el tamaño óptimo y se instale en ubicaciones adecuadas para que los beneficios antes mencionados se manifiesten en el sistema. La discusión anterior sirve para resaltar el hecho de que, si la GD está dimensionada correctamente e instalada en la ubicación más adecuada servirá para reducir las pérdidas de energía del sistema y, al mismo tiempo, lo mantendrá estable [3].

En la literatura especializada, existen numerosos métodos para la reconfiguración de alimentadores en redes de distribución primarias en presencia de GD, así como el dimensionamiento y la ubicación óptima de la GD. Considerando diferentes objetivos como son mejoras en los márgenes de estabilidad, reducción de pérdidas de energía y potencia, desviación de la tensión y de la energía no suministrada, y minimización de las pérdidas de potencia real y reactiva [4]. En muchos de estos métodos comúnmente son empleados algoritmos de optimización metaheurísticos.

En [5], cuatro métodos metaheurísticos son empleados y comparados con el objetivo de optimizar las pérdidas totales de energía; ellos son Enjambres de partículas (PSO), Optimización del Lobo Gris (GWO), Búsqueda de retroceso (BSA) y Algoritmo de optimización de ballenas (WOA). Se emplea un Algoritmo Evolutivo diferencial (DE) minimizando pérdidas de potencia, desviación de tensión, corriente límite de ramas y desbalance de corriente en [6]. En [7] se emplea un Algoritmo Big Bang- Big Crunch (HBB-BC) optimizando pérdidas de potencia y desviación de tensión, en tanto [8] utiliza un Algoritmo Genético (GA) y Lógica Difusa para la optimización de las mismas funciones objetivo. En [9] se propone un algoritmo híbrido novedoso para la reconfiguración dinámica y multiobjetivo de las redes de distribución utilizando el método de procesamiento paralelo y el enfoque de población adaptativa. Mientras que en [10], se utiliza GA con el objetivo de minimizar pérdidas de potencias y costos de operación.

Los algoritmos evolutivos son bien reconocidos, utilizados y aplicados en la reconfiguración multiobjetivo de redes de distribución [2, 11 y 12]. Ya que no requieren de múltiples ejecuciones para hallar una aproximación al frente óptimo de Pareto y permiten abordar problemas de grandes dimensiones [13]. Con estos algoritmos es posible encontrar, en una iteración, más de una solución eficiente y son capaces de lograr una mejor frontera en un menor tiempo de simulación. En el presente artículo, en la solución del problema de reconfiguración multiobjetivo en sistemas de distribución primaria con presencia de generación distribuida, se emplea un algoritmo evolutivo elitista de ordenamiento no dominado (NSGA-II) elaborado por [14].

Formulación matemática del problema

La reconfiguración multiobjetivo de los sistemas de distribución de energía eléctrica es un problema combinacional donde el número de posibles

configuraciones que tienen que ser analizadas crece exponencialmente con el tamaño de la red. Es un problema de difícil solución mediante las técnicas tradicionales por la gran cantidad de configuraciones posibles, especialmente en los sistemas de distribución de gran tamaño.

Para la optimización de las funciones objetivos en el presente artículo se emplean técnicas basadas en el uso de Algoritmos Evolutivos, que son muy adecuadas para resolver problemas combinacionales dado que no exploran todo el espacio de posibles soluciones, evaluando únicamente un grupo reducido, y de buena calidad, del gran número de configuraciones candidatas.

En el trabajo se desean minimizar el ΔP (pérdidas de potencia real) y el V_s (índice de perfil de tensión) por lo que en forma matemática puede expresarse como se muestra en la ecuación (1):

$$\begin{aligned} mixz &= \left\{ f_1(x), f_2(x) \right\} \\ f_1(x) &= \Delta P \\ f_2(x) &= V_s \end{aligned} \tag{1}$$

Pérdidas de potencia real

La primera función objetivo es las pérdidas de potencias reales, ecuación (2), la cual se formula a continuación:

$$\min \Delta P = \sum_{l=1}^{nb} r_l \frac{P_l^2 + Q_l^2}{V_l^2} \tag{2}$$

Dónde: nb, r_l, P_l, Q_l, V_l son los números totales de ramas, resistencia de la rama l, potencia activa de la rama l, potencia reactiva de la rama l, y tensión al inicio de la rama l respetivamente. Esta función objetivo es la más empleada porque es el principal objetivo que se persigue en la reconfiguración de RD con presencia de GD.

Índice de perfil de tensión

Debido que la GD influye directamente en el perfil de tensión del sistema, es de interés su estudio en la presente investigación. Muchas investigaciones [15-22], destacan el empleo del perfil de tensión como objetivo a optimizar para encontrar la solución óptima, además de la importancia que tiene desde el punto de vista de calidad de la energía eléctrica (específicamente calidad del producto).

La segunda función objetivo relacionada con el índice de perfil de tensión puede ser expresada como se muestra en la ecuación (3):

$$\min V_s = \sqrt{\frac{1}{mb} \sum_{i=1}^{mb} \left(v_i - v_p \right)^2} \tag{3}$$

Dónde: V_s, v_i, mb, v_p, son el índice de perfil de tensión, la tensión en el nodo i, el número de nodos y la tensión promedio de los nodos, respectivamente.

Restricciones

Cualquiera sea la topología seleccionada, se debe asegurar que cumpla con las restricciones técnicas; las cuales tienen como objetivo la operación segura y estable de las redes de distribución primaria.

Restricciones de capacidad

Las capacidades máximas de las líneas y de las subestaciones se consideran conocidas en el proceso de optimización. Estas son restricciones técnicas, que delimitan un régimen de operación seguro del sistema de distribución. El programa las detecta, en caso de ser excedidas estas condiciones, y elimina estas posibles soluciones de ser tenidas en cuenta.

Capacidad admisible para alimentadores:

$$\mathrm{I}_{\mathrm{máx},ij} \leq I_{lt,ij} \tag{4}$$

Dónde: $I_{máx,\ ij}$, $I_{lt,\ ij}$ son la corriente máxima que circula por el tramo de línea i, j y corriente de límite térmico del conductor del tramo de línea i, j.

La ecuación (4) muestra la restricción para las líneas, la corriente máxima que circula por cada una de ellas no debe exceder en ningún momento la corriente límite térmico del conductor. La ecuación (5) muestra la restricción para las subestaciones del sistema de distribución en estudio, en ningún momento o en ninguna de las configuraciones del circuito en estudio se debe violar que la demanda máxima del circuito sea menor o igual que la capacidad nominal de la subestación.

Capacidad admisible para subestaciones existentes:

$$S_{\mathrm{máx}} \leq S_n \tag{5}$$

Dónde: $S_{máx}$ y S_n son la Potencia aparente máxima demandada por el circuito y la Capacidad nominal de la subestación.

Restricción de caída de tensión
Las restricciones de máximas caídas de tensión permisibles limitan los valores de la tensión en los centros de demanda a valores superiores a los límites de tensión aceptables para el suministro de energía eléctrica en dichos centros. Ello contribuye positivamente a la calidad en el suministro de energía a los consumidores, intentando que los correspondientes valores de las tensiones no se encuentren excesivamente alejados del valor de la tensión nominal. Estas restricciones eliminarán algunas posibles soluciones que, inicialmente, serían soluciones factibles del problema de optimización en estudio, pero que se desecharán al presentar unas tensiones inferiores a las permitidas en algunos de los centros de demanda.

Las restricciones de caídas de tensión máximas permisibles se pueden plantear matemáticamente por medio de la ecuación (6):

$$\%\Delta V_i \leq \%\Delta V_n \tag{6}$$

Dónde: $\%\Delta V_i$ y $\%\Delta V_n$ son el porcentaje calculado en el nodo *i*-ésimo del sistema de distribución y el porcentaje máximo permitido, sobre la tensión nominal, en el que puede variar el valor la tensión de suministro de energía eléctrica a un centro de demanda.

Restricción de radialidad
Las redes de distribución presentan diversas configuraciones siendo las del tipo radial las más frecuentes. El modelo planteado en este trabajo permite la selección de topologías radiales, donde no pueden existir recorridos en la topología que permitan la formación de mallas o lazos ni nodos sin alimentación (nodos aislados).

Restricción de operación de los generadores distribuidos
Todas las unidades generadoras deberían funcionar dentro de ciertos límites aceptables de generación. En la ecuación (7) se muestra los límites de operación que deben tener los generadores distribuidos para su correcto funcionamiento y operación del sistema de distribución.

$$P_i^{\min} \leq P_{GD,i} \leq P_i^{\max} \tag{7}$$

Dónde: P_i^{min} y P_i^{max} son los límites más alto y más bajo del tamaño de la generación distribuida.

Restricción de Inyección de Potencia
Para prevenir que la potencia inyectada por los generadores distribuidos a la red de distribución eléctrica fluya hacia la fuente principal o subestación, la carga total en la red de distribución necesita ser mucho más grande que el total de la potencia de salida de los generadores distribuidos en todo momento. En la ecuación (8) significa la restricción de inyección de potencia de los generadores distribuidos conectados en la red de distribución.

$$\sum_{i=1}^{k} P_{GD} < P_{\text{carga}} + \Delta P \tag{8}$$

Dónde: K, P_{carga}, P_{GD} y ΔP son el número de generadores distribuidos, el total de la potencia activa de carga, la potencia del generador distribuido y las pérdidas de potencia real.

Restricción de Balance de Potencia
El principio de equilibrio que estipula que la potencia suministrada debería ser igual a la demandada. La sumatoria de las pérdidas de potencia y las cargas deberían ser igual al total de lo generado por las unidades de generación distribuida y la subestación. Como aparece reflejado en la ecuación (9).

$$\sum_{i=1}^{k} P_{GD} + P_{sub} = P_{\text{carga}} + \Delta P \tag{9}$$

Dónde: P_{sub} es la potencia suministrada por la subestación.

Codificación del problema
Para la codificación del problema de la reconfiguración, se emplea el método desarrollado en [22]. El cual se delinea por medio de un vector de números reales, que identifican a los elementos de maniobra (s) que son abiertos, Figura 1. Consiste en un alimentador de 33 nodos, 32 interruptores normalmente cerrados (interruptores seccionalizadores), y 5 interruptores normalmente abiertos (interruptores de enlaces).

Primeramente, se definen las mallas fundamentales, que son aquellas mallas que pueden ser formadas en el sistema y no contienen a otras mallas. Al tener 5 mallas fundamentales la cadena representativa de una topología radial solo tendrá 5 elementos candidatos a la apertura.

Con esto se asegura que no todos los elementos de maniobra son considerados como elementos

Fuente: [23], modificado por el autor.

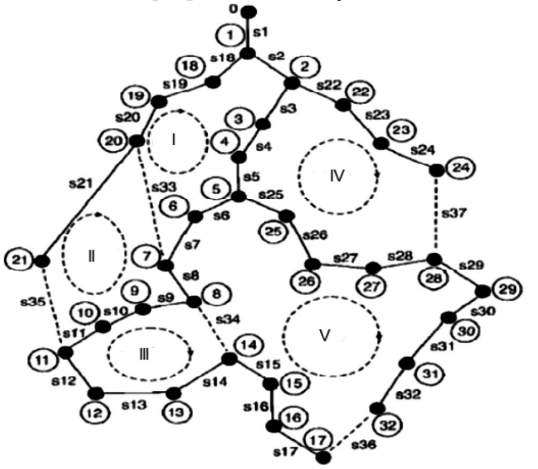

Figura 1. Sistema de distribución de 33 nodos.

candidatos a la apertura, sino que solo aquellos que están asociados a las mallas fundamentales del sistema. Esta codificación en números reales permite disminuir drásticamente la cadena representativa de los individuos (topología), respecto a las codificaciones binarias.

Técnica de solución multiobjetivo

En este trabajo se ha aplicado un NSGA-II desarrollado por [14] para resolver el problema de reconfiguración multiobjetivo de las redes de distribución con presencia de generación distribuida. El método empleado tiene dos elementos importantes: asegura la diversidad durante el proceso de solución y considera las mejores soluciones (elitismo), mediante la aplicación de los operadores de acuerdo con las funciones de aptitud. En la Figura 2 se muestra el diagrama de flujo del algoritmo NSGA-II.

Las principales etapas de la técnica de solución empleada se detallan a continuación:

1. Generar una población inicial P_t de tamaño N de forma aleatoria, una vez cargados los ficheros con los datos de la red de distribución a reconfigurar, así como el cálculo del flujo de carga inicial.
2. Chequea la restricción de radialidad de los individuos que corresponden a la población inicial P_t, las soluciones no deseadas son eliminadas. Solo las configuraciones factibles son evaluadas y se verifica su viabilidad con respecto a las restricciones restantes basadas en el flujo de potencia.

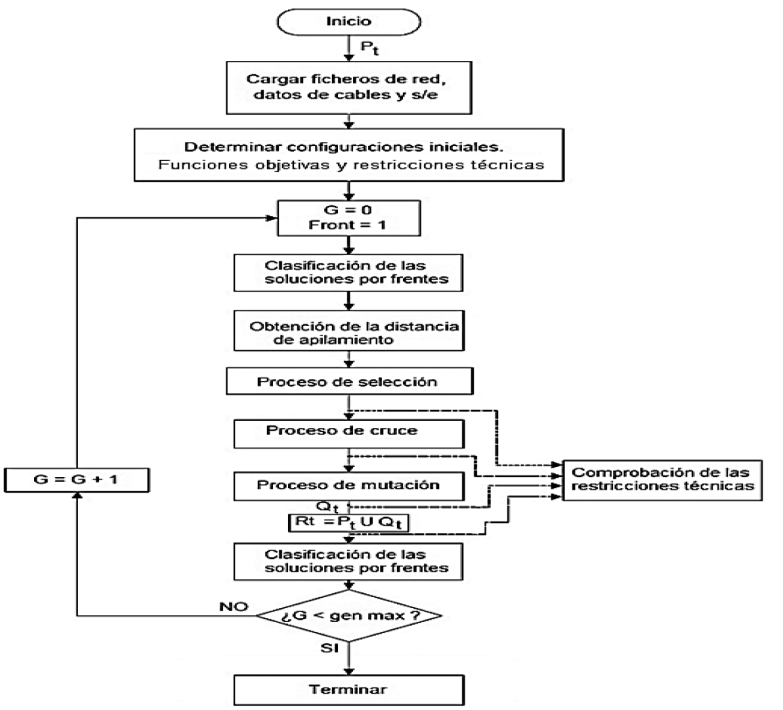

Figura 2. Diagrama de flujo del algoritmo NSGA-II implementado.

3. Evaluar las funciones objetivas usando la ecuación (2) y ecuación (3).
4. Clasificar las soluciones por los frentes de dominancia de Pareto.
5. Calcular las distancias de apilamiento en cada frente, para mantener la diversidad en la frontera de Pareto.
6. Aplicar los operadores genéticos: selección, cruzamiento y mutación, con ellos se asegura el elitismo. Se genera una nueva población Q_t (descendiente) del mismo tamaño P_t (padres). Luego se realiza una combinación entre ambas poblaciones para obtener una población R_t, de tamaño 2*N, que es organizada en frentes de Pareto.
7. mediante el uso del concepto de dominancia de Pareto (F_1, F_2, …, F_n). En medio de cada operador genético se evalúa las restricciones técnicas.
8. Genera nueva población P_{t+1} a partir de las configuraciones de los frentes no dominados una vez finalizado.
9. Evalúa las funciones objetivas para los individuos de P_{t+1}.
10. Si se cumple el criterio de convergencia, se finaliza el proceso y muestra los resultados. De lo contrario retornar al paso 5.

Resultado de las simulaciones

El sistema de distribución seleccionado para las simulaciones, del algoritmo de reconfiguración propuesto, es el sistema de prueba de la IEEE que utilizan en [23] y [24]. Dichas investigaciones son reconocidas y publicadas por la propia IEEE, las cuales parten de referencias para una valoración técnica de los resultados. El circuito de prueba, Figura 1, es un sistema trifásico con tensión nominal 12.66 kV. Las cargas del sistema son asumidas constantes y el total de las potencias activas y reactivas del sistema son 5048.26 kW y 2547.32 kVAR respectivamente. En la Tabla 1 se muestran los nodos donde están instalados los generadores distribuidos y su capacidad. Mientras que en la Tabla 2 se muestran los parámetros del circuito.

Tabla 1. Generadores distribuidos y su capacidad.

Nodo	kW	f.p
3	50	0,8
6	100	0,9
24	200	0,9
29	100	1

Fuente: [23]. Modificado por el autor.

Se realizaron varias simulaciones para dos casos de análisis de estudios. El Caso 1 sin generación distribuida y el Caso 2 con presencia de los generadores distribuidos optimizando las funciones objetivas propuestas, partiendo de la configuración inicial del sistema. El cálculo del flujo de carga de la red de distribución analizada se realiza mediante el método de Barrido Iterativo. Del conjunto de soluciones obtenidos, en la Tabla 3 se exponen las soluciones que presentaron menores pérdidas de potencia activa en ambos casos de estudio y los mejores índices de perfil de tensión. Se muestran también, las pérdidas de potencia activa en kW, la reducción en % de las pérdidas para ambos casos con respecto a la configuración inicial, la tensión mínima en p.u (por unidad), además se brindan el tiempo promedio que se demora cada corrida del NSGA-II, para una población inicial de 300 individuos y 100 generaciones. Dicho tiempo, es el tiempo promedio consumido en una PC Core i3 con 4 GB de memoria RAM. El programa se desarrolló en MatLab versión 2018b.

Estas soluciones presentan una topología luego de la reconfiguración caracterizada por los interruptores normalmente abiertos, como se muestra en la Tabla 3, garantizando la topología radial del sistema.

En la Tabla 4, se exponen los resultados para ambos casos de estudios de otros métodos realizados en el mismo circuito de prueba. Estos métodos son Algoritmo Genético (GA, por sus siglas en inglés) y Algoritmo Competitivo Imperialista (ICA, por sus siglas en inglés) y son desarrollados en [24].

En la Figura 3, se muestran a modo de comparación los resultados de las pérdidas de potencia activa del NSGA-II con respecto a los métodos ICA y GA. Se puede apreciar la cercanía de los resultados obtenidos evidenciando la efectividad del algoritmo empleado en este trabajo.

CONCLUSIONES

En este artículo, un algoritmo evolutivo elitista de segundo orden ha sido propuesto para reducir las pérdidas de potencia real y mejorar el perfil de tensión

Tabla 2. Estructura y parámetros del circuito.

Nº Linea	Nodo inicial i	Nodo final j	Resistencias (Ω)	Reactancias (Ω)	P(KW)	Q(KVAr)	S(KVA)
1	1	2	0,0922	0,047	100	60	116,619
2	2	3	0,493	0,2512	90	40	98,48858
3	3	4	0,3661	0,1864	120	80	144,2221
4	4	5	0,3811	0,1941	60	30	67,08204
5	5	6	0,819	0,707	60	20	63,24555
6	6	7	0,1872	0,6188	200	100	223,6068
7	7	8	0,7115	0,2351	200	100	223,6068
8	8	9	1,0299	0,74	60	20	63,24555
9	9	10	1,044	0,74	60	20	63,24555
10	10	11	0,1967	0,0651	45	30	54,08327
11	11	12	0,3744	0,1298	60	35	69,46222
12	12	13	1,468	1,1549	60	35	69,46222
13	13	14	0,5416	0,7129	120	80	144,2221
14	14	15	0,5909	0,526	60	10	60,82763
15	15	16	0,7462	0,5449	60	20	63,24555
16	16	17	1,2889	1,721	60	20	63,24555
17	17	18	0,732	0,5739	90	40	98,48858
18	2	19	0,164	0,1565	90	40	98,48858
19	19	20	1,5042	1,3555	90	40	98,48858
20	20	21	0,4095	0,4784	90	40	98,48858
21	21	22	0,7089	0,9373	90	40	98,48858
22	3	23	0,4512	0,3084	90	50	102,9563
23	23	24	0,898	0,7091	420	200	465,1881
24	24	25	0,8959	0,7071	420	200	465,1881
25	6	26	0,2031	0,1034	60	25	65
26	26	27	0,2842	0,1447	60	25	65
27	27	28	1,0589	0,9338	60	20	63,24555
28	28	29	0,8043	0,7006	120	70	138,9244
29	29	30	0,5074	0,2585	200	100	223,6068
30	30	31	0,9745	0,9629	150	70	165,5295
31	31	32	0,3105	0,3619	210	100	232,5941
32	32	33	0,3411	0,5302	60	40	72,11103
33	25	29	0,5	0,5			
34	8	21	2	2			
35	12	22	2	2			
36	9	15	2	2			
37	18	33	0,5	0,5			

Fuente: [24]. Modificado por el autor.

Tabla 3. Resultados numéricos para ambos casos en estudio.

	Interruptores Abiertos	Pérdidas (kW)	Reducción (%)	Tensión mínima (p.u)	Tiempo (segundos)
Inicial	S33 S34 S35 S36 S37	201,9	–	0,91337	18,1
Caso 1	S7 S9 S14 S32 S37	139,2	31,05	0,9381	18,4
Caso 2	S7 S9 S14 S28 S32	110,95	45,05	0,9458	18,8

Tabla 4. Resultados numéricos para ambos casos en estudio.

		Interruptores Abiertos	ΔP (kW)	Reducción (%)
Inicial		S33 S34 S35 S36 S37	202,68	–
Caso 1	ICA	S7 S9 S14 S32 S37	139,55	31,14
	GA	S7 S9 S14 S32 S37	139,55	31,14
Caso 2	ICA	S7 S9 S14 S28 S32	111,49	45
	GA	S7 S9 S14 S28 S32	111,49	45

Fuente: [24]. Modificado por el autor.

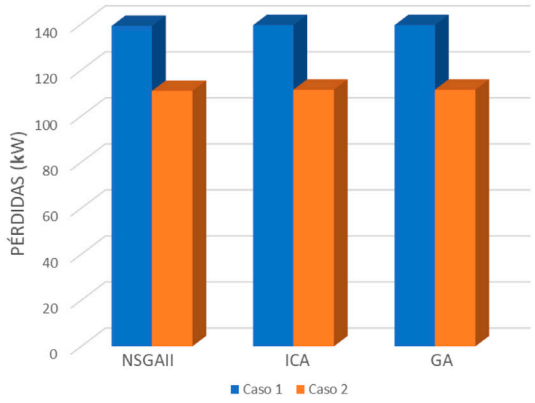

Figura 3. Pérdidas de potencia activa.

en los sistemas de distribución. La funcionalidad del NSGA-II es corroborada en un sistema de prueba de 33 nodos. El método logra encontrar un conjunto de soluciones óptimas demostrando su efectividad con respecto a otros métodos. Se logran reducir las pérdidas de potencia real para el primer caso (sin GD) cerca de un 31% y en el segundo caso, con la penetración de GD, cerca de un 45 %; en ambos casos de estudios se logra mejorar el perfil de tensión de sistema. Se demuestra que el NSGA-II empleado es mejor que el AG en cuanto exactitud, y se encuentra cerca de los valores de los otros resultados.

AGRADECIMIENTOS

Parte del resultado del presente artículo es gracias a la colaboración entre la Facultad de Ingenieria Electrica de la Universidad de Oriente y la Universidad de Tampere mediante el proyecto IRIS (Cuban energy transformation. Integration of Renewable Intermittent Sources in the power system, 2019-2022) financiado por la Academia de Finlandia (320229) y al financiamiento recibido de la Fundación Jenny y Antti Wihuri.

REFERENCIAS

[1] O. Badran, S. Mekhilef, H. Mokhlis and W. Dahalan. "Optimal reconfiguration of distribution system connected with distributed generations: A review of different methodologies". Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol. 73, pp. 854-867. 2017. DOI: 10.1016/j.rser.2017.02.010.

[2] I. Salazar, S. de la Fé y G. Torres. "Reconfiguración multiobjetivo en sistemas de distribución primaria de energía". Ingeniare. Revista chilena de ingeniería. Vol. 25 Nº 2, pp. 196-204. 2017. ISSN: 0718-3305. DOI: 10.4067/S0718-33052017000200196.

[3] F. Capitanescu, L. Ochoa, H. Margossian and N. Hatziargyriou. "Assessing the potential of network reconfiguration to improve distributed generation hosting capacity in active distribution systems". IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 30 Issue 1. 2015. ISSN: 1558-0679. DOI: 10.1109/TPWRS.2014.2320895.

[4] P. Gangwar, S. Singh and S. Chakrabarti. "Multi-objective planning model for multi-phase distribution system under uncertainty considering reconfiguration". IET Renewable Power Generation. Vol. 13 Issue 12, pp. 2070-2083. 2019. DOI: 10.1049/iet-rpg.2019.0135.

[5] A.R. Jordehi. "DG allocation and reconfiguration in distribution systems by metaheuristic optimisation algorithms:

a comparative analysis". 2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), pp. 1-6. Sarajevo, Bosnia and Herzegovina. October, 2018. DOI: 10.1109/ISGTEurope.2018.8571802.

[6] A. Ghaweta and Y. Liao. "Optimal distribution feeder reconfiguration with distributed generation using intelligent techniques". 2018 IEEE International Conference on Electro/Information Technology (EIT), pp. 0860-0865. Rochester, Miami, USA. May, 2018. DOI: 10.1109/EIT.2018.8500250.

[7] L. Muñoz and J. Mendoza. "Algorithm HBB-BC for feeders reconfiguration considering wind and photovoltaic generation". 2018 IEEE International Conference on Automation/XXIII Congress of the Chilean Association of Automatic Control (ICA-ACCA), pp. 1-6. Concepcion, Chile. October, 2018. DOI: 10.1109/ICA-ACCA.2018.8609722.

[8] A. Abbaskhani-Davanloo, M. Amini, M. Modarresi and F. Jafarishiadeh. "Distribution system reconfiguration for loss reduction incorporating load and renewable generation uncertainties". 2019 IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC), pp. 1-6. College Station, Texas, USA. February, 2019. DOI: 10.1109/TPEC.2019.8662154.

[9] A. Jafari, H.G. Ganjehlou, F.B. Darbandi, B. Mohammadi-Ivatloo and M. Abapour. "Dynamic and multi-objective reconfiguration of distribution network using a novel hybrid algorithm with parallel processing capability". Applied soft computing. Vol. 90. 2020. DOI: 10.1016/j.asoc.2020.106146.

[10] M. Cruz, S. Santos, D. Fitiwi and J. Catalão. "Coordinated distribution network reconfiguration and distributed generation allocation via genetic algorithm". 2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), pp. 1-6. Milán, Italy. June, 2017. DOI: 10.1109/EEEIC.2017.7977748.

[11] J. Mendoza y F. Rojas. "Restauración de servicio multiobjetivo en redes de distribución utilizando NSGA-II". Ingeniare. Revista chilena de ingeniería. Vol. 17 Nº 3, pp. 337-346. 2009. ISSN: 0718-3305. DOI: 10.4067/S0718-33052009000300007.

[12] P. Maghouli, S. Hosseini and M. Buygi. "A Multi-Objective Framework for Transmission Expansion Planning in Deregulated Environments". IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 24 Issue 2, pp. 1051-1061. 2009. ISSN: 1558-0679. DOI: 10.1109/TPWRS.2009.2016499.

[13] A. Rodríguez y S. Nesmachnow. "MOE: un entorno de trabajo para optimización multiobjetivo con algoritmos evolutivos". pp. 09-21. 2009. Fecha de consulta: 1 de septiembre de 2020. URL: www.colibri.udelar.edu.uy/jspui/handle/20.500.12008/3435

[14] D. Kalyanmoy, P. Amrit, A. Samir and T. Meyarivan. "A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II". IEEE Transactions on Evolutionary Computation. Vol. 6 Issue 2, pp. 182-197. 2002. ISSN: 1941-0026. DOI: 10.1109/4235.996017.

[15] T. Niknam, A. Kavousi Fard and A. Seifi. "Distribution feeder reconfiguration considering fuel cell/wind/photovoltaic power plants". Renewable Energy. Vol. 37 Issue 1, pp. 213-225. 2012. DOI: 10.1016/j.renene.2011.06.017.

[16] H. Nasiraghdam and S. Jadid. "Optimal hybrid PV/WT/FC sizing and distribution system reconfiguration using multi-objective artificial bee colony (MOABC) algorithm". Solar Energy. Vol. 86 Issue 10, pp. 3057-3071. 2012. DOI: 10.1016/j.solener.2012.07.014.

[17] A. Malekpour, T. Niknam, A. Pahwa and A. Fard. "Multi-objective stochastic distribution feeder reconfiguration in systems with wind power generators and fuel cells using the point estimate method". IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 28 Issue 2, pp. 1483-1492. 2013. ISSN: 1558-0679. DOI: 10.1109/TPWRS.2012.2218261.

[18] R. Syahputra, I. Robandi and M. Ashari. "Reconfiguration of Distribution Network with DG Using Fuzzy Multi-Objective Method". 2012 International Conference on Innovation, Management and Technology Research (ICIMTR2012), pp. 316-321. Malacca, Malasia. May, 2012. DOI: 10.1109/ICIMTR.2012.6236410.

[19] R. Rao, K. Ravindra, K. Satish and S. Narasimham. "Power loss minimization

in distribution system using network reconfiguration in the presence of distributed generation". IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 28 Issue 1, pp. 317-325. 2013. ISSN: 1558-0679. DOI: 10.1109/TPWRS.2012.2197227.

[20] A. Kavousi-Fard, T. Niknam and A. khosravi. "Multi-objective probabilistic distribution feeder reconfiguration considering wind power plants". Electrical Power and Energy Systems. Vol. 55, pp. 680-691. 2014. DOI: 10.1016/j.ijepes.2013.10.028.

[21] H. Tolabi and M. Moradi. "A new combination of simulated annealing, genetic algorithm, and graph theory techniques for multi-objective reconfiguration of distribution system". Journal of Basic and Applied Scientific Research. Vol. 3 Nº 4, pp. 505-514. 2013. ISSN: 2090-4304

[22] J. Mendoza, R. López, D. Morales, E. López, P. Dessante and R. Moraga. "Minimal loss reconfiguration using genetic algorithms with restricted population and addressed operators: real application". IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 21 Issue 2, pp. 948-954. 2006. ISSN: 1558-0679. DOI: 10.1109/TPWRS.2006.873124.

[23] W. Yuan-Kang. "Study of reconfiguration for the distribution system with distributed generators". IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. 25 Issue 3, pp. 1678-1685. 2010. ISSN: 1937-4208. DOI: 10.1109/TPWRD.2010.2046339.

[24] A. Kargar and V. Maleky. "Reconfiguration of distribution systems with distributed generators based on imperialist competitive algorithm". 2012 Proceedings of 17th Conference on Electrical Power Distribution, pp. 1-5. Tehran, Iran. May, 2012. ISBN:9781467314183.