



Balanceamiento de la Carga Trifásica y Minimización de Pérdidas en Redes Eléctricas de Distribución usando Meta-Heurísticas.

Ivo Benitez Cattani ^{[1] [3]}

Enrique Ramón Chaparro Viveros^{[2] [3]}

^[1] **Parque Tecnológico Itaipu – PTI**
Hernandarias – Alto Paraná.
ivo.benitez@pti.org.py

^[2] **Itaipu Binacional**
Central Hidroeléctrica – Hernandarias – Alto Paraná.
cver@itaipu.gov.py

^[3] **Facultad Politécnica – Universidad Nacional del Este – FPUNE**
Campus de la Universidad Nacional del Este – Alto Paraná.

PARAGUAY

RESUMEN

En el presente trabajo se aborda el problema del *desbalanceamiento* trifásico de cargas en los sistemas eléctricos de distribución de topología radial. El *desbalanceamiento* trifásico, en sistemas de distribución, produce un incremento en las pérdidas de flujo de potencia activa y grandes desvíos de voltaje, que limitan la capacidad de distribución de la energía eléctrica hasta los consumidores, pudiendo incluso provocar sobrecalentamiento en las líneas de distribución o transformadores. Una manera de resolver este problema es a través de procedimientos de reconfiguración, mediante maniobras de abertura y/o cierre de interruptores, alterando la topología para una configuración más conveniente del sistema de distribución.

El correspondiente algoritmo de reconfiguración fue basado en los Algoritmos Genéticos, dada su probada eficacia en la optimización de problemas tecnológicos y complejos de gran porte. Sin embargo, para abarcar los problemas de *balanceamiento* de cargas y bajo perfil de voltaje, en condiciones de demanda máxima, dicho Algoritmo Genético fue adaptado para problemas de optimización de dos objetivos (multi-objetivo), en el cual se optimizan simultáneamente ambos objetivos. El primer objetivo, a optimizar, corresponde a las pérdidas activas y el segundo objetivo está asociado con el índice de desequilibrio trifásico de voltaje, que se presenta en una determinada barra. La detección de la barra con mayor índice de desequilibrio trifásico de voltaje se determina a través del flujo de potencia trifásico. Fue desarrollado, entonces, un algoritmo de flujo de potencia trifásico, adaptado para sistemas de distribución de topología radial. Con la finalidad de mostrar la eficiencia del algoritmo de reconfiguración implementado, se considera un ejemplo de sistema de distribución trifásico de topología radial, desbalanceado y en condiciones de operación de demanda máxima, muy utilizando en la literatura científica.

PALABRAS CLAVES

Sistema de distribución, topología radial, flujo de potencia trifásico, desbalance trifásico, reconfiguración, pérdida activas, índice de desequilibrio.



1. INTRODUCCIÓN

El consumo de energía eléctrica en los sistemas eléctricos de la región, está en progresivo aumento. Este aumento torna difícil la distribución uniforme de las cargas, en las tres fases del sistema eléctrico de distribución. Dichas cargas son del tipo trifásico y monofásico, produciendo *desbalances* en el suministro de potencia eléctrica. El *desbalance* mencionado trae sostenido incremento en las pérdidas activas y aumento constante del desequilibrio entre fases, produciendo sobrecalentamientos excesivos de algunas fases; y, a consecuencia de esto, aumentan los riesgos de fallas en subestaciones (barras) y en líneas de distribución. Por tal motivo, es importante el desarrollo de metodologías computacionales que automaticen, y optimicen, la planificación de la operación, de las redes de distribución de topología radial. Una manera de corregir dicho desequilibrio, y reducir las pérdidas de potencia, se realiza a través de la reconfiguración de los alimentadores. La reconfiguración consiste en la mudanza de estado de interruptores normalmente cerrados, para un estado de operación abierto, y viceversa, produciendo una nueva topología radial. Por lo tanto, el objetivo principal del presente trabajo, consiste en el desarrollo de una herramienta computacional de optimización multi-objetivo, que automaticen la planificación de la operación de un sistema de distribución trifásico radial, a través de la reconfiguración topológica de sus alimentadores, minimizando pérdidas activas e índices de desequilibrio entre fases [5].

La gran mayoría de los libros y trabajos de investigación se han limitado al modelado y análisis de sistemas trifásicos equilibrados, requiriendo solamente de una fase equivalente (secuencia positiva), para el cálculo del flujo de potencia, análisis y simulación dinámica de perturbaciones, para la coordinación del sistema de protección, y escenarios críticos de operación. Aunque esto funciona bien para sistemas de transmisión, no es suficiente para un sistema de distribución; en el cual, el desbalance trifásico, produce mayores voltajes y sobrecorrientes en determinadas fases, limitando la distribución de la energía eléctrica hacia los centros de consumo. Por este motivo, en el presente trabajo fue implementado un algoritmo de flujo de potencia trifásico, basado en el método de barrido iterativo de suma de corrientes (*backward/forward sweep*), con el cual se calcula la pérdida activa total y los índices de desequilibrio de voltaje del sistema.

El algoritmo del flujo de potencia trifásico se aplica en cada nueva topología radial obtenida por un algoritmo de reconfiguración. El algoritmo de reconfiguración propuesto está basado en el *Algoritmo Genético* (AG) [3-4], el cual es un método numérico meta-heurístico de optimización, basado en la Teoría de la Evolución de las Especies, de Darwin, y en la Genética. Una solución de reconfiguración típica, manipulada por el AG, está compuesta por un vector binario (representado por ceros y unos). La dimensión de dicho vector es igual al número de interruptores existentes en el sistema; y, el número uno (1) representa el estado cerrado de un interruptor, y el número cero (0), corresponde al estado abierto del interruptor.

La validación, del algoritmo de reconfiguración propuesto, se realizó utilizando el sistema Civanlar trifásico [9], de 16 barras, el cual fue modificado con respecto al sistema original equilibrado, para convertirlo en un sistema desbalanceado.

2. MODELO DE COMPONENTES

Los modelos considerados, para modelar los componentes de un determinado sistema de distribución trifásico, también serán representados matemáticamente de forma trifásica.

2.1 Componentes Serie

Los componentes serie de los sistemas de distribución son los transformadores, líneas de distribución, interruptores y reguladores de voltaje. La **Figura 1** muestra el modelo general para los componentes serie, las ecuaciones (1), (2) y (3), descriptas en [1-2], definen la entrada (nodo n) y la salida (nodo m).

XII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
25 y 26 de Agosto de 2016

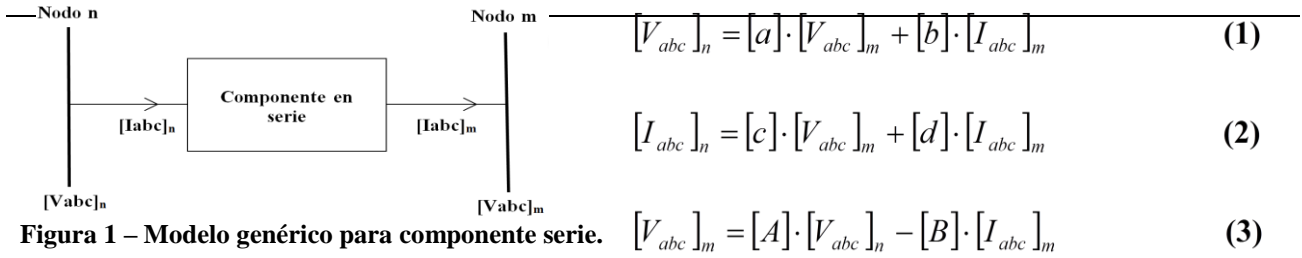


Figura 1 – Modelo genérico para componente serie.

Las matrices $[a]$, $[b]$, $[c]$, $[d]$, $[A]$ y $[B]$ son matrices características de cada componente serie, conectado entre los nodos n y m . Para los diferentes tipos de componentes serie del sistema que se desee modelar, se deben calcular las matrices mencionadas, según se define en [1-2]. Para todos los componentes serie de los sistemas de distribución, excepto para los reguladores de voltaje, las ecuaciones (1), (2) y (3) utilizan voltajes de fase para alimentadores con cuatro conductores (3 fases y 1 neutro) en conexión estrella (Y), y para líneas de tres conductores con conexión delta (Δ) se utilizan voltajes de fase equivalente. En el caso de los reguladores de voltaje se utiliza voltaje de fase para reguladores conectados a una línea con cuatro conductores en estrella (Y), y cuando se conecta a una línea de tres conductores con conexión delta (Δ) se utiliza voltaje de línea.

2.2 Componentes Shunt

Se tienen dos grupos de componentes *shunt*: cargas puntuales (cargas concentradas, bancos capacitores y reactores), y cargas distribuidas.

2.1.1 Cargas Puntuales

Las cargas puntuales son conectadas a una barra y pueden ser modeladas como cargas conectadas en estrella (Y) o cargas conectadas en delta (Δ). A su vez pueden ser monofásicas, bifásicas o trifásicas y pueden ser desbalanceadas o balanceadas. Según [6], se asume que todas las cargas tienen una demanda de potencia compleja $SLq = PLq + j \cdot QLq$ y que están conectadas en delta (Δ) o estrella (Y). Las Figuras 2 y 3 representan las cargas conectadas a una barra q , con conexión en Y y Δ , respectivamente.

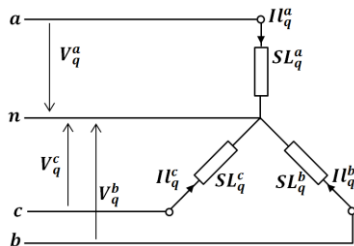


Figura 2 – Carga conectada en estrella.

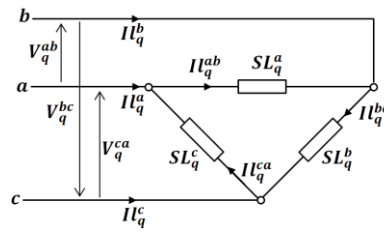


Figura 3 – Carga conectada en delta.

Las cargas SLq^a , SLq^b y SLq^c de las Figuras 2 y 3 pueden tener valores distintos, incluso se establecen en un valor cero para las fases no existentes cuando se modelen cargas bifásicas o monofásicas. Según [6], las inyecciones de corriente en la barra q para cargas trifásicas conectadas en estrella (Y), son dadas por:

Tabla I – Exponente n de modelos de cargas.

Valor de n	Tipo de carga
0	Potencia constante
1	Corriente constante
2	Impedancia constante

$$\begin{bmatrix} I_q^a \\ I_q^b \\ I_q^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{SL_q^a}{V_q^a}\right)^* \cdot |V_q^a|^n \\ \left(\frac{SL_q^b}{V_q^a}\right)^* \cdot |V_q^b|^n \\ \left(\frac{SL_q^c}{V_q^a}\right)^* \cdot |V_q^c|^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{PL_q^a + j \cdot QL_q^a}{V_q^a}\right) \cdot |V_q^a|^n \\ \left(\frac{PL_q^b + j \cdot QL_q^b}{V_q^b}\right) \cdot |V_q^b|^n \\ \left(\frac{PL_q^c + j \cdot QL_q^c}{V_q^c}\right) \cdot |V_q^c|^n \end{bmatrix} \quad (4)$$

XII SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
25 y 26 de Agosto de 2016

Para el caso de las cargas conectadas en delta (Δ), las corrientes inyectadas en la barra q son calculadas por:

$$\begin{bmatrix} I_q^a \\ I_q^b \\ I_q^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{SL_q^{ab}}{V_q^{ab}} \right)^* \cdot |V_q^{ab}|^n - \left(\frac{SL_q^{ca}}{V_q^{ca}} \right)^* \cdot |V_q^{ca}|^n \\ \left(\frac{SL_q^{bc}}{V_q^{bc}} \right)^* \cdot |V_q^{bc}|^n - \left(\frac{SL_q^{ab}}{V_q^{ab}} \right)^* \cdot |V_q^{ab}|^n \\ \left(\frac{SL_q^{ca}}{V_q^{ca}} \right)^* \cdot |V_q^{ca}|^n - \left(\frac{SL_q^{bc}}{V_q^{bc}} \right)^* \cdot |V_q^{bc}|^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{PL_q^{ab} + j \cdot QL_q^{ab}}{V_q^{ab}} \right)^* \cdot |V_q^{ab}|^n - \left(\frac{PL_q^{ca} - j \cdot QL_q^{ca}}{V_q^{ca}} \right)^* \cdot |V_q^{ca}|^n \\ \left(\frac{PL_q^{bc} - j \cdot QL_q^{bc}}{V_q^{bc}} \right)^* \cdot |V_q^{bc}|^n - \left(\frac{PL_q^{ab} - j \cdot QL_q^{ab}}{V_q^{ab}} \right)^* \cdot |V_q^{ab}|^n \\ \left(\frac{PL_q^{ca} - j \cdot QL_q^{ca}}{V_q^{ca}} \right)^* \cdot |V_q^{ca}|^n - \left(\frac{PL_q^{bc} - j \cdot QL_q^{bc}}{V_q^{bc}} \right)^* \cdot |V_q^{bc}|^n \end{bmatrix} \quad (5)$$

Las ecuaciones (4) y (5) representan un modelo generalizado para cargas conectadas en estrella (Y) y delta (Δ) respectivamente. Donde el valor de n se define en la **Tabla I** [6], según el tipo de carga.

2.1.2 Cargas Distribuidas

En las redes eléctricas de distribución, se pueden tener cargas distribuidas uniformemente, a lo largo de las líneas de distribución, como se muestra en la **Figura 4**. Cuando esto ocurre no es necesario modelar las cargas de forma separada. Para modelar este tipo de carga se debe dividir la cantidad total de carga por fase distribuida a lo largo de la línea por la mitad, y ubicar cada mitad en los terminales de la línea en cuestión. De esta manera las cargas distribuidas pueden ser tratadas como cargas puntuales [7], una mitad en el punto a y la otra en el punto b , como se detalla en la **Figura 5**:

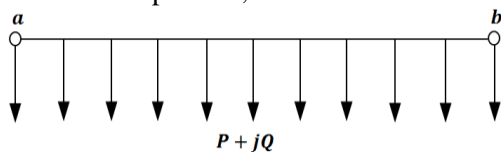


Figura 4 – Carga distribuida entre los puntos a y b

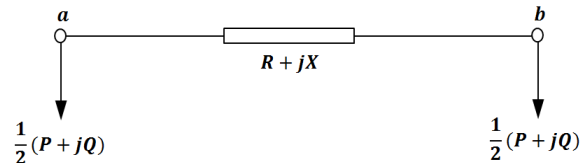


Figura 5 – Carga equivalente entre los puntos a y b .

2.3 Flujo de Potencia Trifásico para redes eléctricas de distribución radial

Fue implementado el método de *barrido iterativo de suma de corrientes (backward / forward sweep)* [1–2], debido a su rapidez de convergencia y fácil implementación. La **Figura 6** muestra un sistema radial sencillo, para describir el algoritmo. Antes de su ejecución, se requiere conocer todas las impedancias de líneas, impedancias de carga y también el voltaje en la fuente, V_{Ireal} . El método posee dos etapas:

Etapa 1 (*forward sweep*):

- Al inicio, en la primera iteración, se estiman voltajes en las últimas barras del sistema (barras 3 y 4 de la **Figura 6**);
- Se calculan las corrientes de barra, I_3 y I_4 . Luego se calculan las caídas de tensión entre las barras 2-3 y 2-4, y se obtiene así el voltaje en la barra 2;
- Se obtienen las corrientes de línea I_{23} y I_{24} , y se utiliza la primera *Ley de Kirchhoff* para determinar la corriente I_{12} , y así determinar el voltaje V_1 , en la barra 1;
- Se evalúa la convergencia del algoritmo: Se compara el voltaje conocido V_{Ireal} y el voltaje V_1 (considerando que la barra 1 es la subestación de alimentación de la red). Si la tolerancia resultante es menor que un valor predeterminado, se considera que el algoritmo convergió; en caso contrario, se sigue con la Etapa 2.

Etapa 2 (*backward sweep*):

- Se utilizan los valores de corriente, obtenidos en la Etapa 1. Con la corriente I_{12} y V_{Ireal} se determina el voltaje V_2 ;
- El voltaje V_2 se utiliza para calcular las tensiones en las demás barras, hasta la última de ellas. Se mantienen los valores de corriente en el proceso *backward*;
- Manteniendo ahora fijo, y como punto de partida, los voltajes V_3 y V_4 recientemente obtenidos, se repiten los cálculos de toda la Etapa 1.

Con este algoritmo se obtienen valores de voltaje y corriente, en las tres fases del sistema, y para el criterio de convergencia se considera la fase con mayor diferencia de voltajes entre V_{Ireal} y V_1 , para el ejemplo de la **Figura 6**.

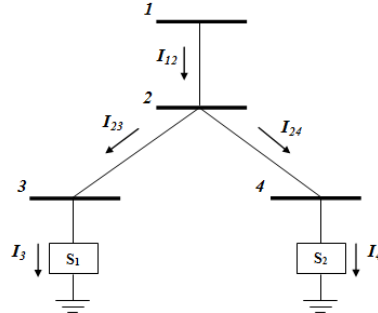


Figura 6 – Ejemplo de un sistema radial.

3. FORMULACIÓN MATEMÁTICA

El problema de reconfiguración aquí planteado fue puesto como un problema de optimización multi-objetivo, en donde se busca simultáneamente minimizar dos funciones objetivos: pérdida total de potencia activa y el índice de desequilibrio trifásico de voltaje.

3.1 Funciones Objetivos

3.1.1 - Pérdidas de potencia activa

Las pérdidas activas son calculadas para cada una de las fases y para cada ramificación de los sistemas, a partir del flujo de potencia convergido. Luego, son sumadas las pérdidas en todas las ramas, obteniendo la ecuación (6). El algoritmo de reconfiguración propuesto busca minimizar el valor de P_{TOTAL} . En dicha ecuación: nr se refiere al número de trechos del sistema, R_i es la resistencia del i -ésimo trecho, P_i es el flujo de potencia activa en el i -ésimo trecho, Q_i corresponde al flujo de potencia reactiva en el i -ésimo trecho, y V_i es el voltaje en la i -ésima barra del sistema.

$$P_{TOTAL} = \sum_{i=1}^{nr} R_i \cdot \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \quad (6)$$

3.1.2 - Índice de desequilibrio trifásico de voltaje

Los índices de desequilibrio trifásico entre fases son calculados para cada barra del sistema, y luego se selecciona el máximo índice de desequilibrio. El algoritmo de reconfiguración óptima propuesto, buscará minimizar el máximo valor del índice de desequilibrio encontrado. El índice de desequilibrio trifásico [5], en el presente trabajo, es calculado de la siguiente manera:

$$V_p = \frac{V_{ab} + a \cdot V_{bc} + a^2 \cdot V_{ca}}{3} \quad (7); \quad V_n = \frac{V_{ab} + a^2 \cdot V_{bc} + a \cdot V_{ca}}{3} \quad (8); \quad VUF(\%) = 100 \cdot \frac{V_n}{V_p} \quad (9)$$

En las ecuaciones (7), (8) y (9) se tiene que V_p corresponde al voltaje de secuencia positiva, V_n se refiere al voltaje de secuencia negativa, y $VUF(\%)$ es el índice que mide el porcentaje de desequilibrio trifásico. El objetivo es minimizar el valor obtenido en la ecuación (9).

3.1.3 - Restricciones

Las ecuaciones descriptas anteriormente, así como las funciones objetivo que derivan de ellas, están sujetas a las siguientes restricciones:

a. Restricción de la configuración del sistema:

- La red debe ser de topología radial.
- No pueden existir cargas aisladas.

XII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
25 y 26 de Agosto de 2016

b. Restricción de voltaje: La magnitud del voltaje en cada barra del sistema debe estar en los rangos permisibles para mantener la calidad de energía:

$$0,95 \text{ p.u.} \leq V_i (\text{p.u.}) \leq 1,05 \text{ p.u.} \quad i \in (1,2, \dots, \text{cantidad total de barras})$$

c. Restricción de corriente: La magnitud de la corriente en cada rama del sistema debe estar en el máximo rango permisible de cada rama, para mantener la seguridad del sistema:

$$I_i \leq I_{i,\max} \quad i \in (1,2, \dots, \text{cantidad total de ramas})$$

3.2 Algoritmo Genético

El AG simple descrito en [4] fue adecuado para resolver problemas multi-objetivo. En el presente trabajo, fue implementada la técnica descrita en [8] para obtener el NSGA-II, *Non-dominated Sorting Genetic Algorithm*.

3.2.1 - Codificación del problema

La configuración del sistema de distribución se hará a través de vectores binarios, que contengan la información del estado de los interruptores. La dimensión del vector binario será igual al número de interruptores existentes en el sistema. El valor binario que corresponderá al interruptor cerrado será igual a “1”, y para el interruptor abierto, le corresponderá el valor binario “0”.

3.2.2 - Algoritmo NSGA-II

La implementación del NSGA-II adaptado al método de reconfiguración propuesto se realizó a través de los siguientes pasos:

- **Paso I:** Generación aleatoria de N vectores binarios factibles; es decir, todos esos vectores iniciales deben representar configuraciones radiales, y no deben poseer trechos aislados (islas);
- **Paso II:** Identificación de los frentes de dominancia, y evaluar las distancias de apilamiento en cada frente;
- **Paso III:** Sobre los N vectores binarios se aplican los operadores de cruzamiento y mutación;
- **Paso IV:** Verificar si los nuevos vectores binarios obtenidos son factibles. Sobre cada vector binario no factible, se realizan ajustes hasta obtener un vector factible;
- **Paso V:** Se forma un grupo de vectores binarios progenitores (vectores de la iteración anterior) y vectores binarios descendientes (vectores resultantes de los operadores de cruzamiento y mutación), formándose una población de $2N$ vectores, y se clasifican los frentes de dominancia;
- **Paso VI:** Determinación del conjunto final de descendientes, seleccionando los frentes de mejor rango. Si el tamaño resultante supera los N vectores, se procede a eliminar aquellas soluciones con menor distancia de apilamiento, en el último frente seleccionado;
- **Paso VII:** Verificación de convergencia. Si satisface, el proceso finaliza; en caso contrario, retornar al **Paso III**.

3.2.3 - Frente de Pareto

El NSGA-II produce una familia de soluciones óptimas, y no una única solución óptima, al final del proceso iterativo. La familia de soluciones óptimas obtenidas está organizada según un arreglo conocido como *Frente de Pareto*. La **Figura 7** muestra el aspecto del *Frente de Pareto*.

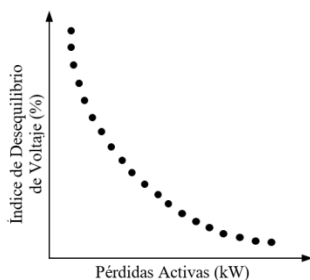


Figura 7 – Frente de Pareto.

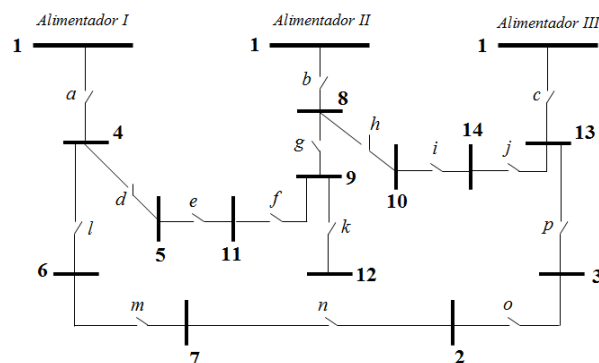


Figura 8 – Sistema de distribución trifásico Cinvalar.

XII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
 25 y 26 de Agosto de 2016

4. SIMULACIÓN Y RESULTADOS NUMÉRICOS

4.1 - Sistema de Prueba

Fue seleccionado el sistema de distribución de *Civanlar* de 16 barras [9], como se muestra en la **Figura 8**. Las barras fueron identificadas con números, mientras que los interruptores con letras. El sistema está conformado por 13 barras de cargas y 3 subestaciones alimentadoras, en donde se tienen 16 interruptores.

Debido a que el sistema *Civanlar* original constituye un sistema equilibrado, se optó por modificarlo, para que posea desequilibrio trifásico de carga, con el fin de obtener un sistema similar a una red eléctrica de distribución real. Los valores de las cargas desequilibradas se muestran en la **Tabla II**. El resto de los datos de carga y parámetros de equipamientos del sistema *Civanlar*, corresponden a los valores originales.

Tabla II: Valores de cargas modificadas del sistema *Civanlar*.

BARRA	CARGA POR FASE (kVA)			TIPO DE CARGA
	R	S	T	
1	0	0	0	-
2	(1200-1300i)/3	(1200-1800i)/3	(1100-1200i)/3	I cte. - Δ
3	(2600-100i)/3	(2300-10i)/3	(2500-200i)/3	PQ - Δ
4	(2800+1700i)/3	(2200+1500i)/3	(3000+1800i)/3	PQ - Y
5	(2000+1200i)/3	(2200+1100i)/3	(2300+1300i)/3	PQ - Y
6	(3000-600i)/3	(3500-10i)/3	(3200-800i)/3	PQ - Δ
7	(2600+2600i)/3	(2600+2200i)/3	(3100+3100i)/3	I cte. - Y
8	(4200+2000i)/3	(4000+200i)/3	(4000+100i)/3	Z cte. - Y
9	(1800-1400i)/3	(1700-1470i)/3	(1750-1480i)/3	I cte. - Y
10	(3500+2500i)/3	(3400+2400i)/3	(3300+2290i)/3	Z cte. - Y
11	(1300+1300i)/3	(1500+1100i)/3	(1300+1150i)/3	Z cte. - Δ
12	(2000-1000i)/3	(2500-2700i)/3	(2500-3700i)/3	I cte. - Δ
13	(2200+700i)/3	(2100+1000i)/3	(3000+1000i)/3	PQ - Y
14	(4100+1000i)/3	(4300+1200i)/3	(4000+1200i)/3	Z cte. - Δ

4.2 - Resultados numéricos obtenidos

Partiendo del sistema desequilibrado, mostrado en la **Tabla II**, se aplicó el algoritmo de reconfiguración propuesto, basado en NSGA-II, para obtener un *balanceamiento* trifásico de las cargas y minimización de las pérdidas de potencia activa. Fueron considerados 30 vectores binarios en la población ($N = 30$). Fue utilizado como criterio de parada 100 iteraciones del NSGA-II.

Tabla III: Resultados para el *Balanceamiento* de Carga Trifásica y Minimización de Pérdidas.

FRENTE PARETO 1 (Soluciones no dominadas)	Interr. abierto	<i>n - d - j</i>	<i>o - d - h</i>	<i>o - f - h</i>	<i>o - h - e</i>	<i>o - f - i</i>	<i>o - e - i</i>	-
	P_{TOTAL} (kW)		729,75	627,07	607,45	589,77	546,08	543,5
VUF_{MAX} (%)		0,3484	0,358	0,3816	0,3832	0,3949	0,3964	-
FRENTE PARETO 2 (Soluciones dominadas)	Interr. abierto	<i>o - d - j</i>	<i>n - d - h</i>	<i>m - f - j</i>	<i>n - f - h</i>	<i>n - h - e</i>	<i>n - f - i</i>	<i>n - e - i</i>
	P_{TOTAL} (kW)		730,93	634,14	628,18	613,17	595,48	550,61
VUF_{MAX} (%)		0,3484	0,358	0,3725	0,3816	0,3832	0,3949	0,3964
FRENTE PARETO 3 (Soluciones dominadas)	Interr. abierto	<i>d - m - j</i>	<i>p - d - h</i>	<i>n - f - j</i>	<i>p - f - i</i>	<i>m - f - i</i>	-	-
	P_{TOTAL} (kW)		746	668,78	636,8	619,67	572,95	-
VUF_{MAX} (%)		0,3484	0,358	0,3725	0,3949	0,3949	-	-
FRENTE PARETO 4 (Soluciones dominadas)	Interr. abierto	<i>p - d - j</i>	<i>d - m - h</i>	<i>o - f - j</i>	<i>p - e - i</i>	<i>m - e - i</i>	-	-
	P_{TOTAL} (kW)		812,11	713,44	639,33	611,58	580,68	-
VUF_{MAX} (%)		0,3484	0,358	0,3725	0,3964	0,3964	-	-
FRENTE PARETO 5 (Soluciones dominadas)	Interr. abierto	<i>d - l - j</i>	<i>p - f - j</i>	<i>n - e - j</i>	<i>p - h - e</i>	<i>n - g - i</i>	-	-
	P_{TOTAL} (kW)		880,12	735,1	647,29	640,56	596,92	-
VUF_{MAX} (%)		0,3484	0,3725	0,3741	0,3832	0,4181	-	-
FRENTE PARETO 6 (Soluciones dominadas)	Interr. abierto	<i>d - c - j</i>	<i>o - g - i</i>	-	-	-	-	-
	P_{TOTAL} (kW)		970,63	607,6	-	-	-	-
VUF_{MAX} (%)		0,3484	0,4251	-	-	-	-	-

XII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
25 y 26 de Agosto de 2016

Para la obtención de los resultados mostrados en la **Tabla III** el algoritmo de reconfiguración empleó un tiempo de computación de 13,15 segundos. La implementación del algoritmo de reconfiguración propuesto, y la obtención de los resultados mostrados en la **Tabla III**, se realizó utilizando MatLab[®] versión R2009a.

De la **Tabla III** se pueden observar 6 frentes Pareto para las 30 soluciones obtenidas en la población final, y que el frente Pareto óptimo (Frente Pareto 1), contiene 5 soluciones que representan las mejores alternativas para el operador del sistema. Si comparamos los resultados del frente Pareto óptimo con los resultados del peor frente Pareto (Frente Pareto 6), podemos apreciar la gran diferencia que existe en el comportamiento del sistema; para la configuración de los interruptores *o - e - i* abiertos se tiene una pérdida activa total de 543,5 kW, mientras que para la configuración de los interruptores *d - c - j* abiertos se tiene una pérdida de 970,63 kW, lo que representa una diferencia de 427,13 kW. Por otro lado, si comparamos el mejor índice de desequilibrio de voltaje entre fases de 0,3484 y el peor índice de 0,4251; se tiene una diferencia de 0,0767.

5. CONCLUSIONES

Se pudo observar que la reconfiguración de sistemas de distribución representa una de las mejores medidas de acción para mejorar el desempeño operacional de sistemas de distribución; sin embargo a pesar de ello, es sumamente difícil para el operador tomar decisiones correctas sin la ayuda de herramientas informáticas que permitan visualizar con antelación la repuesta del sistema a las maniobras que se pretenden realizar, por tal motivo, se puede resaltar la importancia de este trabajo, donde se ha creado un algoritmo de reconfiguración de sistemas de distribución de topología radial, basado en el algoritmo NSGA-II para la optimización del *Balanceamiento* de Carga Trifásica y Minimización de Pérdidas de sistemas de distribución. El algoritmo propuesto, fue testado en el sistema *Civanlar* desequilibrado. En base a los resultados obtenidos, se puede concluir que el algoritmo propuesto es una herramienta válida para operadores de sistemas de distribución, debido a que permite, al operador del sistema, observar un conjunto de soluciones que reflejan las pérdidas e índices de desequilibrio de voltaje entre fases del sistema para diferentes configuraciones del sistema.

Los autores pretenden realizar futuras investigaciones, visando probar el algoritmo presentado, en un sistema más robusto.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*, CRC Pres Taylor & Francis, MA: Boca Raton, London, New York, Washington D.C., 2002, pág. 314.
- [2] W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis – Third Edition*, CRC Pres Taylor & Francis, Boca Raton, London, New York, 2012, pág. 339.
- [3] C. A. Coello, D. A. Van Veldhuizen, and G. B. Lamont, *Evolutionary Algorithms for Solving Multi-Objective Problem - Second Edition*, Springer, New York, 2007, pág. 800.
- [4] D. E. Goldberg, *Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning*, Addison-Wesley, New York, 1989, pág. 412.
- [5] R.C. Dugan, M.F., M. F. McGranaghan, S. Santoso and H. W. Beaty, *Electrical Power Systems Quality - Second Edition*, McGraw-Hill, New York, 2003, pág. 521.
- [6] J. B. V. Subrahmanyam, *Journal of Theoretical and Applied Information Technology*. “LOAD FLOW SOLUTION OF UNBALANCED RADIAL DISTRIBUTION SYSTEMS”, 2009, páginas 40-51.
- [7] C. S. Cheng; D. Shirmohammadi; *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, “A THREE-PHASE POWER FLOW METHOD FOR REAL-TIME DISTRIBUTION SYSTEM ANALYSIS” Vol. 10, N°2, May 1995, páginas 671-679.
- [8] K. Deb, A. Pratap, S. Agarwal and T. Meyarivan, *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, “A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II.”; Volume 6, N° 2, April 2002, páginas 182-197.
- [9] S. Civanlar, J. J. Grainger, H. Yin, S. S. H. Lee, *IEEE Transactions on Power Delivery*, “Distribution feeder reconfiguration for loss reduction”, Volume 3, Jul 1988, 1217-1223.