



# Optimización del balance de carga en circuitos de distribución primaria

Ignacio Pérez

Recibido: Octubre del 2008

Aprobado: Diciembre del 2008

## Resumen/ Abstract

Las mediciones registradas por los interruptores principales de ocho de los 50 circuitos de distribución primaria de la ciudad de Santa Clara, muestran la existencia de un 29.8% de desbalance entre las corrientes de fase y de un 51.5% de corriente de neutro como promedio. El desbalance entre las corrientes de fase provoca un incremento de las pérdidas energía en el circuito primario y contribuye al desbalance de los voltajes en los distintos nodos. Además, la circulación de una elevada corriente por el conductor neutro en condiciones de operación normal complica la detección de las fallas a tierra a partir de protecciones de sobre corriente de neutro. El objetivo del presente trabajo es desarrollar un método que determine las mínimas operaciones de reconexión necesarias, de los ramales de una o dos fases y de los bancos y transformadores de distribución, que minimicen las pérdidas de energía en toda la longitud de un circuito de distribución diversamente ramificado y que reduzcan la corriente de neutro a valores aceptables.

Palabras claves: circuitos de distribución, desbalance, algoritmos genéticos

*The measurements registered by the main breakers of eight of the 50 primary distribution circuits of Santa Clara city, shown the presence of a 29.8% of phase currents unbalance and a 51.5% of neutral current as average. The phase current unbalance increases the energy losses in primary circuit and contributes to the voltages unbalance on the different buses. On the other hand, the presence of a high neutral current on normal operation difficult the detection of earth faults by neutral over current relays. The main purpose of this work is to develop a method that determines the minimal reconnection operations needed for the two and single phase lateral feeders, as well as for the transformers banks and the single phase distribution transformers, to minimize the energy losses on the primary distribution circuit and reduce the neutral current to an accepted level.*

*Key words: distribution circuits, load unbalance, genetic algorithm*

## INTRODUCCIÓN

En Cuba, la distribución primaria se realiza mediante circuitos radiales trifásicos a cuatro hilos (tres fases y neutro) a voltajes de 13.8 kV (preferido) o 4.16 kV en los circuitos más antiguos. Estos circuitos pueden contener ramales de solo dos fases y neutro (bifásicos) o de una fase y neutro (monofásicos).

La distribución secundaria emplea en lo fundamental un sistema delta con voltajes 240/120 V para cargas monofásicas y 240 V para cargas trifásicas, que se obtiene a partir de bancos trifásicos de tres o dos transformadores monofásicos, o de transformadores monofásicos. El uso de transformadores monofásicos, contribuye a acentuar el fenómeno del desbalance de carga entre las fases del circuito.

Por otra parte, la práctica de explotación de estas redes y el continuo incremento de la carga, provocan la adición de nuevos bancos de transformadores o la modificación de los ya existentes, lo que muchas veces se hace sin atender a consideraciones de balance en el circuito.

Las mediciones registradas por los interruptores principales de ocho de los 50 circuitos de distribución primaria de la ciudad de Santa Clara, muestran la existencia de un 29.8% de desbalance entre las corrientes de fase y de un 51.5% de corriente de neutro como promedio.

El desbalance entre las corrientes de fase provoca un incremento de las pérdidas energía en el circuito primario y contribuye al desbalance de los voltajes en los distintos nodos. Además, la circulación de una elevada corriente por el conductor neutro en condiciones de operación normal complica la detección de las fallas a tierra a partir de protecciones de sobre corriente de neutro.

Diferentes técnicas de programación evolutiva [1-4] se han aplicado en la reconfiguración de redes eléctricas de distribución para minimizar las pérdidas de energía y mejorar el balance de la carga. Como un caso especial de reconfiguración, se ha empleado un algoritmo genético para la selección óptima del arreglo de fases para la conexión de los transformadores de distribución en un alimentador radial [5].

El objetivo del presente trabajo es desarrollar un método que determine las mínimas operaciones de reconexión necesarias de los ramales de una y dos fases y de los bancos y transformadores de distribución, que minimicen las pérdidas de energía en toda la longitud de un circuito de distribución diversamente ramificado y que reduzcan la corriente de neutro a valores aceptables.

## FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

El circuito de distribución primaria tiene una configuración radial ramificada, que puede contener NR ramales bifásicos y/o monofásicos, así como NT bancos de transformadores y/o transformadores monofásicos. La conexión de estos elementos al circuito primario, determina la forma en que se reflejan las corrientes de carga en las fases del circuito y por lo tanto tiene una implicación directa en el desbalance de carga.

### A. Ramales Bifásicos

Un ramal bifásico siempre tiene que conectarse a la sección trifásica del circuito. Si se denota como  $X_R$  la variable que representa la conexión

de este ramal, las fases  $F_1$  y  $F_2$  a que se conecta para los posibles valores de  $X_R$  son:

Fase	$X_R = 1$	$X_R = 2$	$X_R = 3$
$F_1$	A	B	C
$F_2$	B	C	A

### B. Ramales Monofásicos

Un ramal monofásico puede conectarse tanto de la sección trifásica como de un ramal bifásico. En el primer caso las variantes de conexión son tres:

Fase	$X_R = 1$	$X_R = 2$	$X_R = 3$
$F_1$	A	B	C

Sin embargo, cuando el ramal se conecta a un ramal bifásico que lo precede, solo tiene dos variantes de conexión, pero de acuerdo a la propia conexión  $X_R^0$  del ramal precedente, se generan las siguientes variantes:

Ramal	$X_R^0 = 1$		$X_R^0 = 2$		$X_R^0 = 3$	
Fase	$X_R = 1$	$X_R = 2$	$X_R = 1$	$X_R = 2$	$X_R = 1$	$X_R = 2$
$F_1$	A	B	B	C	C	A

### C. Bancos de Tres Transformadores

Los bancos de tres transformadores tienen conexión Y- $\Delta$ . En esta conexión, el neutro de la estrella no se aterriza para evitar que el banco sirva de paso a las corrientes de secuencia cero tanto de carga como en régimen de falla. Estos bancos se constituyen por un transformador de alumbrado (TA) al que se conecta la carga monofásica de 240/120 V y dos transformadores de fuerza (TF) iguales que completan el banco para suministrar carga trifásica a 240 V.

Para simplificar el análisis, se va a considerar que la carga monofásica de 120 V está perfectamente distribuida entre las dos secciones del TA, de forma que puede considerarse una carga al  $V_{LL}$  de 240 V con corriente  $I_{1F}$ , mientras que la carga trifásica de 240 V tiene una corriente por fase  $I_{3F}$ .

$$\begin{aligned} I_{1F} &= (P_{1F} - jQ_{1F})/V_{LL} \\ I_{3F} &= \frac{1}{3}(P_{3F} - jQ_{3F})/V_{LL} \end{aligned} \quad (1)$$

Como puede inferirse de la fig. 1, los voltajes de línea en el secundario están en fase a los voltajes de fase del primario. Por lo cual las corrientes de carga  $i_1, i_2, i_3$  estarán desfasadas adicionalmente los ángulos  $\phi(F_1), \phi(F_2), \phi(F_3)$  de los voltajes de fase en el primario.

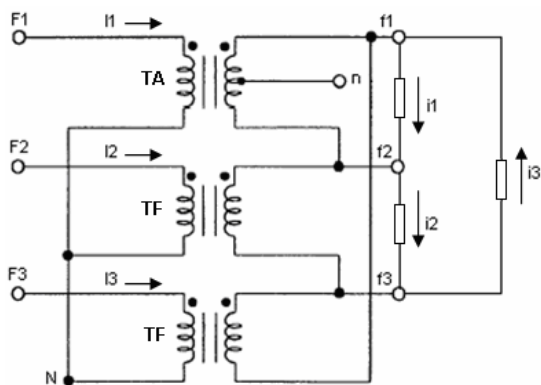


Fig. 1. Banco de tres transformadores con conexión Y-Δ.

De esta forma:

$$\begin{aligned} i_1 &= (I_{1F} + I_{3F}) \exp(j\phi(F_1)) \\ i_2 &= (I_{2F} + I_{3F}) \exp(j\phi(F_2)) \\ i_3 &= (I_{3F} + I_{1F}) \exp(j\phi(F_3)) \end{aligned} \quad (2)$$

Considerando que el neutro del primario no está aterrado y aplicando el principio de superposición, pueden determinarse las corrientes en el primario como:

$$\begin{aligned} I_1 &= +\frac{2}{3}i_1 - \frac{1}{3}i_2 - \frac{1}{3}i_3 \\ I_2 &= -\frac{1}{3}i_1 + \frac{2}{3}i_2 - \frac{1}{3}i_3 \\ I_3 &= -\frac{1}{3}i_1 - \frac{1}{3}i_2 + \frac{2}{3}i_3 \end{aligned} \quad (3)$$

Este tipo de banco solamente puede conectarse a una sección trifásica del circuito y como los dos transformadores de fuerza son iguales, las

variantes de conexión al circuito primario, representadas por la variable  $X_B$  son tres:

Fase	$X_B=1$	$X_B=2$	$X_B=3$
F1	A	B	C
F2	B	C	A
F3	C	A	B

#### D. Bancos de Dos Transformadores

Los bancos de dos transformadores tienen conexión Yg-Δ abierta y se emplean para dar servicio trifásico y monofásico combinados donde la carga trifásica es menor que la monofásica. Estos bancos pueden conectarse tanto en ramales trifásicos como bifásicos, ya que reciben alimentación de solo dos fases y neutro. Están constituidos por un TA al que se conecta la carga monofásica de 240/120 V y un TF que en conjunto pueden suministrar carga trifásica de 240 V.

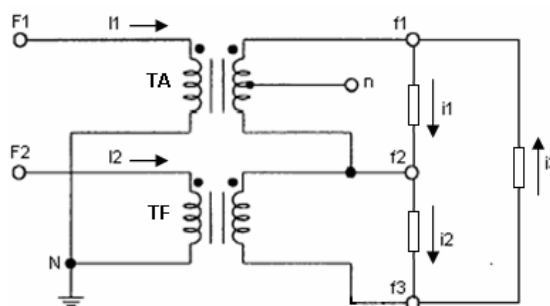


Fig. 2. Banco de dos transformadores con conexión Y-Δ abierta.

Al igual que en el banco de tres transformadores, las corrientes de carga  $i_1, i_2, i_3$ , se calculan por (2) y aplicando superposición, se obtienen las corrientes en el primario como:

$$\begin{aligned} I_1 &= i_1 - i_3 \\ I_2 &= i_2 - i_3 \end{aligned} \quad (4)$$

Cuando este banco se encuentra conectado en una sección trifásica del circuito, existen seis variantes posibles de conexión:

**Tabla 5. Variantes de conexión de un banco de dos transformadores en una sección trifásica**

Fase	X <sub>B</sub> =1	X <sub>B</sub> =2	X <sub>B</sub> =3	X <sub>B</sub> =4	X <sub>B</sub> =5	X <sub>B</sub> =6
F1	A	B	B	C	C	A
F2	B	A	C	B	A	C

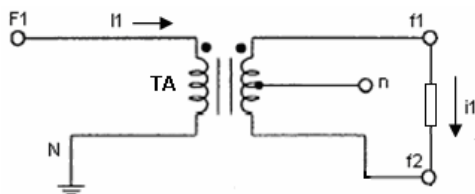
En el caso que este banco se encuentre conectado a un ramal bifásico, las variantes de conexión se reducen a solo dos, pero como el ramal bifásico puede conectarse a la sección trifásica del circuito en tres posiciones diferentes de acuerdo al valor de la X<sub>R</sub> del ramal, la tabla de conexiones quedaría:

**Tabla 6. Variantes de conexión de un banco de dos transformadores en un ramal bifásico**

Ramal	X <sub>R</sub> = 1		X <sub>R</sub> = 2		X <sub>R</sub> = 3	
Fase	X <sub>B</sub> =1	X <sub>B</sub> =2	X <sub>B</sub> =1	X <sub>B</sub> =2	X <sub>B</sub> =1	X <sub>B</sub> =2
F1	A	B	B	C	C	A
F2	B	A	C	B	A	C

**E. Transformadores monofásicos**

Finalmente, los transformadores monofásicos se emplean para dar solo servicio monofásico a cargas de 240/120 V.



**Fig. 3. Transformador monofásico.**

En este caso, solo hay corriente en la fase F<sub>1</sub>, por lo tanto:

$$I_1 = i_1 \tag{5}$$

Estos transformadores pueden figurar en secciones trifásicas, bifásicas y monofásicas del circuito, por lo que las variantes de conexión dependen del número de fases de la sección. Cuando el transformador se encuentra conectado en una sección trifásica del circuito, existen tres variantes posibles de conexión:

**Tabla 7. Variantes de conexión de un transformador monofásico en una sección trifásica**

Fase	X <sub>B</sub> =1	X <sub>B</sub> =2	X <sub>B</sub> =3
F1	A	B	C

Si el transformador se encuentra conectado a una sección bifásica del circuito, las variantes de conexión se reducen a solo dos, pero como el ramal bifásico puede conectarse a la sección trifásica del circuito en tres posiciones diferentes de acuerdo al valor de la X<sub>R</sub> del ramal, la tabla de conexiones quedaría:

**Tabla 8. Variantes de conexión de un transformador Monofásico en un ramal bifásico**

Ramal	X <sub>R</sub> = 1		X <sub>R</sub> = 2		X <sub>R</sub> = 3	
Fase	X <sub>B</sub> =1	X <sub>B</sub> =2	X <sub>B</sub> =1	X <sub>B</sub> =2	X <sub>B</sub> =1	X <sub>B</sub> =2
F1	A	B	B	C	C	A

Cuando el transformador monofásico se conecta a un ramal monofásico, solo hay una posición posible, por lo que no se genera variable. No obstante, la fase a que conecta el transformador varía de acuerdo a la fase a que se conecte dicho ramal.

**F. Variables Independientes**

De acuerdo al análisis precedente, las variables del problema se representan por el vector x de NR+NT elementos, que contiene las variables de conexión X<sub>R</sub> y X<sub>B</sub> de todos los ramales, bancos de transformadores y transformadores monofásicos del circuito.

Los valores de x van a ser números enteros que pertenecen al conjunto de las posibles variantes de conexión de los diferentes elementos según se especifica en las tablas 1-8 para cada caso.

**G. Función Objetivo**

Las pérdidas de potencia para el estado de carga t en un tramo k del circuito con resistencia R<sub>k</sub> de los NF<sub>k</sub> conductores de fase y Rn<sub>k</sub> del conductor neutro, dependen de:

$$\Delta P_{k,t} = R_k \sum_{i=1}^{NF_k} |I_{i,k,t}|^2 + Rn_k \left| \sum_{i=1}^{NF_k} I_{i,k,t} \right|^2 \tag{6}$$

Donde  $I_{i,k,t}$  representa la corriente que circula por la fase  $i$ , en el tramo  $k$  para el estado de carga  $t$ . Si cada estado de carga  $t$ , tiene una duración  $T_t$ , entonces las pérdidas de energía  $\Delta E$  en un día de operación normal del circuito dependen de la suma de las pérdidas en los  $N$  tramos y para el ciclo de trabajo de 24 horas:

$$\Delta E = \sum_t \left[ \sum_{k=1}^N \Delta P_{k,t} \right] T_t \quad (7)$$

Estas pérdidas de energía dependen de las conexiones empleadas para todos los transformadores y ramales del circuito, por lo que son una función de  $x$ .

La minimización de las pérdidas de energía mediante el cambio de conexiones de los transformadores y ramales es un problema no lineal en enteros, lo que hace muy difícil su solución por métodos tradicionales. Además, los métodos enumerativos no pueden aplicarse por la gigantesca cantidad de variantes que surgen. Estos argumentos conducen a la idea de emplear un Algoritmo Genético (AG) para la solución de este problema.

Como los algoritmos genéticos producen la maximización de una función objetivo [6], esta debe expresarse como el ahorro de pérdidas de energía al sustituir las conexiones iniciales  $x^0$  por las conexiones óptimas  $x$ , es decir:

$$F(x) = \Delta E(x^0) - \Delta E(x) \quad (8)$$

Sin embargo, la consecución de este objetivo no garantiza por si solo que se logre una reducción suficiente de la corriente de neutro a la cabeza del circuito.

## RESTRICCIONES

Para lograr este objetivo adicional, se incluye en el problema la restricción de que la relación  $K$  de la corriente máxima de neutro  $I_N$  con respecto a la corriente de fase promedio  $I_P$  en la cabeza del circuito sea inferior a un valor límite preestablecido  $K_{max}$  (ej. 15%).

$$K(x) = \max_t \{I_{N_t}\} / I_{P_t} \leq K_{max} \quad (9)$$

Esta restricción puede incluirse como una función de penalidad a la función objetivo a maximizar, que queda expresada como:

$$F_{obj}(x) = F(x) - \mu \cdot G(x) \quad (10)$$

Donde  $\mu$  es una constante de gran valor (ej.  $10^6$ ) y  $G(x)$  representa la función de las restricciones según:

$$G(x) = \begin{cases} [K(x) - K_{max}]^2 & \text{si } K(x) > K_{max} \\ 0 & \text{si } K(x) \leq K_{max} \end{cases} \quad (11)$$

## ALGORITMO GENÉTICO

Un AG se basa en operadores muy generales como son: reproducción, cruzamiento, mutación, etc. Sin embargo, lo que distingue a una de otra aplicación son los procedimientos de codificación y de evaluación de la función objetivo.

En el AG implementado, la codificación de las variables se realiza por un cromosoma de tamaño variable e igual al mínimo posible para representar en formato binario a cada una de las variables enteras. Además, en la propia decodificación se evita la aparición de valores inválidos de las variables, lo que incrementa sustancialmente la efectividad del algoritmo al imposibilitar la generación de individuos defectuosos genéticamente.

A pesar de la existencia de sofisticados métodos para el flujo de potencia en circuitos de distribución [7-9], para reducir el tiempo de cálculo en la evaluación de la función objetivo  $F_{obj}(x)$ , se ha programado un flujo de potencia trifásico simplificado, que determina las corrientes de los tramos de línea en cada hora del día, considerando voltaje nominal en todos los nodos de la red. La variación temporal de las cargas se ha representado mediante gráficos característicos para 24 horas, que se utilizan en todas las empresas de distribución eléctrica del país.

La solución para el balance del circuito debe lograrse con el mínimo número de cambios de conexión con respecto al circuito original. Esta condición es importante para reducir los trabajos a realizar.

En este sentido, se observó que al maximizar  $F_{obj}(x)$  mediante el AG, un número considerable

de variables mantenían su valor inicial en la respuesta óptima. Esto condujo a la idea de emplear cíclicamente el AG, extrayendo cada vez del conjunto  $C$  de variables a optimizar, el subconjunto  $U$  de variables que no alteraban su valor con respecto al original.

El algoritmo resultante de esta consideración se describe en (12) y ha sido programado en Matlab 6.5.

Este AG produce en cada macro iteración entre 25 y 50 generaciones de una población de 200 individuos para maximizar la función objetivo  $F_{obj}(x)$  para el conjunto  $C$  de variables (se denota  $\max \{F_{obj}(x,C)\}$ ). Las probabilidades de mutación y cruzamiento se han tomado como 0.06 y 0.6 respectivamente [6].

$$\begin{aligned}
 C &= [1..NR + NT] \\
 \text{Repetir} \\
 x &= \max \{F_{obj}(x,C)\} \\
 U_i &= C_i \text{ dado que } x_i = x_i^0 \\
 C &= C - U \\
 \text{Hasta que } U &= []
 \end{aligned} \tag{12}$$

Una vez concluida la macro iteración corriente, se determina el subconjunto  $U$  de variables de la solución óptima que mantienen su valor original.

Estas variables se extraen de la optimización pero sin perder la riqueza genética alcanzada en la generación presente. Es decir, la población final de la macro iteración corriente se toma como población inicial del próximo ciclo del algoritmo.

Cuando el conjunto  $U$  es nulo, todas las variables de la solución actual han modificado su valor original y termina el proceso.

Este procedimiento conduce a obtener soluciones de máximo ahorro con cada vez menor número de cambios de conexión con respecto al circuito original.

Sin embargo, en el proceso de obtención de estas soluciones máximas, se desechan soluciones con distinto número de cambios de conexión que tienen ahorros inferiores a las máximas obtenidas, pero que pueden a su vez ser máximas para un número de cambios de conexión diferentes al de la solución máxima determinada.

Esto abre una oportunidad interesante. Para no perder estas soluciones, se incluye un arreglo global de soluciones óptimas que almacena las

mejores  $m$  soluciones que se van obteniendo por cada número de cambios de conexión a realizar.

De esta forma, al concluir la optimización se dispone de las mejores  $m$  soluciones de  $n$ ,  $n-1$ ,  $n-2$ , ..., etc., cambios de conexión, lo que permite al Ingeniero ejercer su criterio al escoger la variante a emplear.

## RESULTADOS

Como ejemplo de prueba del método, se ha utilizado el circuito #2 de la ciudad de Santa Clara. Este circuito de distribución de 4.16 kV, tiene 11 ramales bifásicos, 9 ramales monofásicos (NR = 21), 3 bancos de tres transformadores, 18 bancos de dos transformadores y 32 transformadores monofásicos (NT = 53).

La carga total de este circuito es del orden de los 2800 kW y es mayoritariamente del tipo residencial, por lo que se suministra fundamentalmente por los transformadores monofásicos o por los transformadores de alumbrado en los bancos de dos o tres transformadores.

Aunque este circuito no se consideraba particularmente desbalanceado por los técnicos, los registros de su interruptor principal, en un período de 16 días, desde el 21 de abril al 6 de mayo de 2008, mostraron un desbalance apreciable entre las corrientes de fase y una alta relación de corriente máxima de neutro a corriente de fase promedio.

**Tabla9. Desbalance circuito #2 Santa Clara**

Parámetro	Máximo	Promedio
Corriente de la fase A (A)	393.0	227.8
Corriente de la fase B (A)	329.0	180.1
Corriente de la fase C (A)	336.0	185.8
Desbalance de las Corrientes (%)	23.9	15.8
Corriente Máxima de Neutro (A)	111.0	101.1
Corriente Máxima de Neutro (%)	35.2	32.9

Determinado el modelo del circuito, se ejecutó el flujo de potencia trifásico simplificado para obtener los estimados iniciales de pérdidas de energía diarias, corriente de neutro máxima, etc.

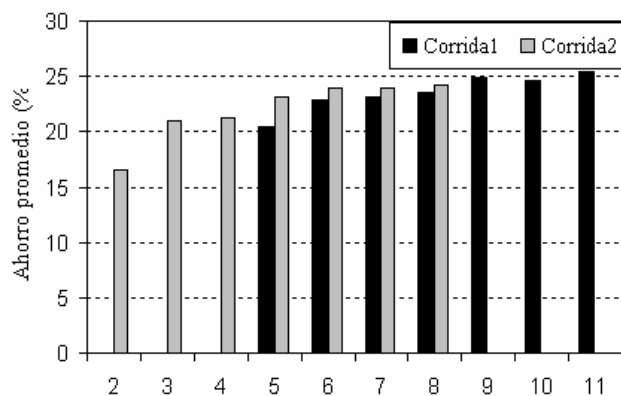
Parámetro	Estimado
Pérdidas de Energía en Líneas (kWh)	1208.8
Corriente de Neutro Máxima (A)	131.9
Corriente de Neutro (%)	34.5

Se realizaron dos corridas del programa de optimización, determinando en cada caso hasta tres soluciones alternativas para cada número de reconexiones a realizar.

La primera corrida, que consideraba variables del problema a todos los 74 ramales, bancos de transformadores y transformadores monofásicos del circuito, obtuvo 21 soluciones de entre 5 y 11 cambios de conexión con ahorros estimados entre un 20 y 25% de las pérdidas de energía en las líneas.

La segunda corrida, que solo contemplaba como variables a los 41 ramales y transformadores monofásicos, produjo 21 soluciones de entre 2 y 8 cambios de conexión con ahorros estimados entre 16 y 24% de las pérdidas.

Como puede apreciarse en la fig. 4, las soluciones obtenidas tienen un comportamiento similar en cuanto a ahorro para cinco o más reconexiones. O sea, existen diversas alternativas para balancear el circuito.



**Fig. 4. Ahorro promedio de las soluciones por número de reconexiones.**

De igual forma, se puede ver que las soluciones de la segunda corrida tienen ahorros similares e incluso mayores que las obtenidas en la primera. Esto demuestra que es posible simplificar el esfuerzo de cálculo y la ejecución práctica de las soluciones si se reduce el número de variables independientes a solo los ramales y transformadores monofásicos.

De entre las múltiples soluciones calculadas para el caso considerado, se escogió una que realizaba seis cambios de conexión en el circuito y para la cual se estimaban los siguientes resultados.

Parámetro	Estimado
Pérdidas de Energía en Líneas (kWh)	915.1
Corriente de Neutro Máxima (A)	19.6
Corriente de Neutro (%)	5.0

Esta variante comprendía la reconexión de: tres ramales monofásicos, dos ramales bifásicos y un transformador monofásico, de forma que se transferían 75.6 kW a la fase A y 163.7 kW a la fase B, al tiempo que se extraían 239.3 kW de la fase C según se detalla en la siguiente tabla. Sin embargo, debido a consideraciones de simplicidad en las operaciones de reconexión, los técnicos encargados de ejecutar prácticamente la variante seleccionada, añadieron la reconexión de un transformador monofásico adicional en el primer ramal (representa el movimiento de otros 35.6 kW desde la fase C a la fase B) y ejecutaron dicha variante en cinco horas de trabajo el día 7 de mayo de 2008.

Nro	Elemento Reconectado	Incremento de Carga (kW)		
		Fase A	Fase B	Fase C
1	Ramal monofásico que suministra cuatro transformadores	0.0	151.3	-151.3
2	Ramal monofásico que suministra un transformador	62.3	0.0	-62.3
3	Ramal monofásico que suministra un transformador	-35.6	0.0	35.6
4	Ramal bifásico que suministra un transformador monofásico	62.3	-62.3	0.0
5	Ramal bifásico que suministra un banco de dos transformadores	0.0	61.3	-61.3
6	Transformador monofásico	-13.4	13.4	0.0
Incremento de Carga Total (kW)		75.6	163.7	-239.3
Carga Total Resultante (kW)		878.7	958.2	833.2

Para esta variante modificada y ya ejecutada en el circuito, se estimaron los resultados obteniendo lo siguiente:

**Tabla 13. Resultados estimados para variante aplicada**

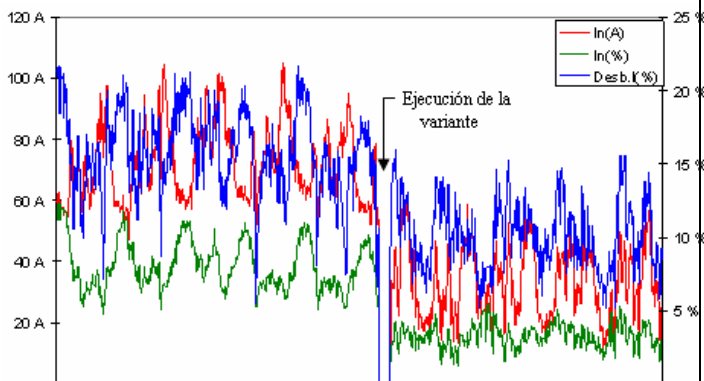
Parámetro	Estimado
Pérdidas de Energía en Líneas (kWh)	922.5
Ahorro de Energía en Líneas (kWh)	286.3
Corriente de Neutro Máxima (A)	29.8
Corriente de Neutro (%)	16.7

Evidentemente, la reconexión del nuevo transformador desde la fase C a la B, empeora la variante original al incrementar la corriente máxima por el neutro y su porcentaje. Los totales de carga por fase en esta nueva variante son 878.7 kW en la fase A, así como 988.4 y 797.6 kW en las fases B y C, donde se aprecia el incremento del desbalance contra la variante original. Contando con los registros del interruptor principal en un período de cinco días, desde el 7 al 12 de mayo de 2008, se determinaron los índices de desbalance entre las corrientes de fase y de relación de corriente máxima de neutro a corriente de fase promedio, obteniéndose los siguientes resultados:

**Tabla 14. Desbalance después de ejecutada la variante**

Parámetro	Máximo	Promedio
Corriente de la fase A (A)	318.0	190.0
Corriente de la fase B (A)	389.0	229.4
Corriente de la fase C (A)	349.0	208.7
Desbalance de las Corrientes (%)	16.6	10.2
Corriente Máxima de Neutro (A)	60.0	58.2
Corriente Máxima de Neutro (%)	21.2	18.9

Como se ve, a pesar de no aplicar exactamente la variante ofrecida por el AG, la acción realizada sobre el circuito produjo una notable mejoría en el balance de la carga, lo que se puede ilustrar en la siguiente figura 5 que comprende cinco días antes y después del balanceo del circuito.

**Fig. 5. Efecto de la Variante de Reconexión Aplicada.**

Con respecto al ahorro de energía producto de la reconexión, este solo puede ser estimado, ya que las mediciones registradas en el interruptor demuestran variaciones apreciables de más de 3 MWh en el consumo de energía entre un día y otro, tanto antes como después de realizada la reconexión, que enmascaran los 286.6 kWh de ahorro estimados para este caso. No obstante, si solo se ahorrara el 75% de este estimado, la reconexión produciría un ahorro anual no despreciable de 78.4 MWh. De aplicar este procedimiento a los 50 circuitos de distribución de la ciudad y considerando un ahorro promedio anual de solo 40 MWh por circuito, se obtendría una reducción del consumo de 2000 MWh por año solo en Santa Clara. El ahorro a nivel nacional sería inmenso.

## CONCLUSIONES

Los algoritmos genéticos han demostrado su eficacia para resolver el problema del desbalance en los circuitos de distribución primaria. El algoritmo cíclico que se describe en este trabajo ha logrado la producción de soluciones óptimas con una reducida cantidad de reconexiones, lo que simplifica la aplicación práctica de las mismas.

La experiencia de empleo de este algoritmo en diferentes casos estudiados, ha demostrado que para un circuito dado, existen múltiples soluciones alternativas que presentan un ahorro semejante.

Igualmente, se ha visto la posibilidad de restringir el conjunto inicial de variables a solo los ramales y transformadores monofásicos, con lo cual se simplifica la ejecución de las modificaciones al circuito original.

## REFERENCIAS

- [1] Y. Hong, Y. and S.Y. Ho: "Genetic algorithm based network reconfiguration for loss minimization in distribution systems", *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Vol. 1, pp. 490, July 2003.
- [2] P. Chiou, J. et al: "Variable scaling hybrid differential evolution for solving network reconfiguration of distribution systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, No.2, pp. 668-674, May 2005.
- [3] Mori, H. and Y. Ogita: "A parallel tabu search based method for reconfigurations of distribution systems", *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Vol. 1, pp. 73-78, 2000.
- [4] T. Su, C. et al: "Distribution network reconfiguration for loss reduction by ant colony search algorithm", *EPRI*, Vol. 75, No.2-3, pp. 190-199, August 2005.



- [5]H. Chen,T. and J.T. Cherng: "Optimal phase arrangement of distribution transformers connected to a primary feeder for system unbalance improvement and loss reduction using a genetic algorithm", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No.3, pp. 994-1000, August 2000.
- [6] D. E. Goldberg: *Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning*, Addison-Wesley Publishing Company, Inc., 1989.
- [7]H. Chen,T. et al: "Modelling and analysis of asymmetrical three-phase distribution transformer banks with mid-tap connected to the secondary neutral conductor," *EPRI*, vol. 54, pp. 83–89, 2000.

[8] H. Chen,T. and W. C. Yang: "Analysis of Multi-Grounded Four-Wire Distribution Systems Considering the Neutral Grounding," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 16, No. 4, pp. 710-717, October 2001.

[9] M. Gatta,F. et al:"Analysis of unsymmetrical transmission distribution systems. Application to Insulated Shield Wires Schemes", *L'Energia Elettrica*, Vol. 79, 2002.

#### **AUTOR**

#### **IGNACIO PÉREZ ABRIL**

Ingeniero Electricista, Doctor en Ciencias Técnicas, Profesor Titular, Director del Centro de Estudios Electroenergéticos, Universidad Central "Marta Abreu" de las Villas, Cuba.

Email: [iperez@vghw.edu.cu](mailto:iperez@vghw.edu.cu)