



# *Trabajo de Diploma*

*Título: Balance de Circuitos de Distribución*

*Primaria en el Municipio de Santa Clara*

*Autor: Julio Cesar González Cruz*

*Tutor: Dr. Ignacio Pérez Abril*

*Santa Clara*

*2009*

*Año del 50 Aniversario del*

*Triunfo de la Revolución*

CON SU ENTRAÑABLE TRANSPARENCIA



**Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas**

**Facultad de Ingeniería Eléctrica**

**Departamento de Electroenergética**



## **TRABAJO DE DIPLOMA**

### **Balance de Circuitos de Distribución Primaria en el Municipio de Santa Clara**

**Autor: Julio Cesar González Cruz**

**E-mail: [jgcruz@uclv.edu.cu](mailto:jgcruz@uclv.edu.cu)**

**Tutor: Dr. Ignacio Pérez Abril**

Profesor Titular, Centro de Estudios Electroenergéticos  
Facultad de Ingeniería Eléctrica

**E-mail: [iperez@uclv.edu.cu](mailto:iperez@uclv.edu.cu)**

**Consultante: Dr. Ignacio Pérez Abril**

**Santa Clara**

**2009**

**“Año del 50 Aniversario del Triunfo de la Revolución”**



Hago constar que el presente trabajo de diploma fue realizado en la Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas como parte de la culminación de estudios de la especialidad de Ingeniería en Automática, autorizando a que el mismo sea utilizado por la Institución, para los fines que estime conveniente, tanto de forma parcial como total y que además no podrá ser presentado en eventos, ni publicados sin autorización de la Universidad.

---

Firma del Autor

Los abajo firmantes certificamos que el presente trabajo ha sido realizado según acuerdo de la dirección de nuestro centro y el mismo cumple con los requisitos que debe tener un trabajo de esta envergadura referido a la temática señalada.

---

Firma del Autor

---

Firma del Jefe de  
Departamento donde se  
defiende el trabajo

---

Firma del Responsable de  
Información Científico-Técnica

# *Pensamiento*

*"El adquirir conocimientos es la mejor inversión que se puede hacer."*

*Abraham Lincoln*

# *Dedicatoria*

*A mis dos grandes guías, mis dos abuelos Julio y Mercedes,  
quienes han dado todo por lo que soy.*

# *Agradecimientos*

*A mis padres por apoyarme en todo y estar ahí siempre que los necesité, ya mi querida tía Sandra.*

*A mi tutor Ignacio por la ayuda incondicional prestada para la confección de este trabajo y en particular a mi futura formación como profesional.*

*A todos mis compañeros de aula por compartir conmigo todos estos años.*

*A todas las personas que de una forma u otra aportaron su grano de arena en la elaboración de este trabajo, muchas gracias.*

## TAREA TÉCNICA

Para alcanzar el objetivo de este trabajo resulta imprescindible realizar las siguientes tareas técnicas:

1. Analizar el desbalance en los sistemas eléctricos de distribución.
2. Reflejar los efectos negativos del desbalance.
3. Profundizar en el algoritmo genético utilizado y simplificar el planteamiento del problema de optimización.
4. Probar el método de optimización en un circuito real con el objetivo de minimizar las pérdidas y el desbalance.

---

Firma del Autor

---

Firma del Tutor

# *Resumen*

## **RESUMEN**

La operación mas eficiente de un circuito eléctrico es cuando la carga esta totalmente balanceada entre las fases durante todo el día. Desde el punto de vista operativo es casi imposible lograr dicho balance las 24 horas del día y en todos los nodos del circuito de distribución. La existencia de desbalance entre las corrientes de fase provoca un incremento de las pérdidas de potencia y energía en toda la longitud del circuito primario, al mismo tiempo que empobrece la calidad de la energía servida al contribuir al desbalance de los voltajes en los distintos nodos del circuito. El presente trabajo utiliza un Algoritmo Genético Simple SGA implementado para seleccionar óptimamente las fases del circuito primario a que se deben conectar tanto los distintos transformadores y bancos de transformadores de distribución, como los ramales bifásicos y monofásicos del circuito, de forma que se minimicen los costos de las pérdidas de energía en toda la longitud del mismo.

## TABLA DE CONTENIDOS

Pensamiento .....	i
Dedicatoria .....	iii
Agradecimientos .....	v
TAREA TÉCNICA .....	vii
Resumen.....	viii
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>CAPITULO I. DESBALANCE EN LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN.....</b>	<b>3</b>
1.1 Características de los circuitos de distribución primaria en Cuba. ....	3
1.2 Definiciones de desbalance .....	5
1.3 Efecto del desbalance en líneas, transformadores y otros.....	8
1.4 Situación del desbalance en la ciudad de Santa Clara .....	9
<b>CAPITULO II. PROGRAMA PARA EL BALANCEO DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCION PRIMARIA.....</b>	<b>11</b>
2.1 Introducción al Algoritmo Genético Simple (SGA).....	11
2.2 Formulación del problema.....	13
2.2.1 Ramales Bifásicos .....	13
2.2.2 Ramales Monofásicos .....	13
2.2.3 Bancos de Tres Transformadores .....	14
2.2.4 Bancos de Dos Transformadores: .....	16

2.2.5 Transformadores monofásicos .....	17
2.2.6 Variables Independientes .....	19
2.2.7 Función Objetivo.....	19
2.2.8 Restricciones .....	20
2.3 Algoritmo Genético .....	21
2.4 Aplicación del método de balanceo .....	23
<b>CAPITULO III. RESULTADO DEL BALANCEO DE LOS CIRCUITOS SELECCIONADOS.....</b>	<b>31</b>
3.1 Análisis del Circuito 4 .....	32
3.2 Análisis del Circuito nuevo (30, 45 y 12).....	36
3.2.1 Análisis del Circuito nuevo (30, 45 y 12) aplicando otra variante .....	39
Conclusiones.....	42
Recomendaciones .....	44
Referencias Bibliográficas.....	46
Anexos .....	49
Anexo I Imagen del monolinial del circuito 4 de la ciudad de Santa Clara. ....	50
Anexo II Variantes de reconexión de ambos circuitos. ....	51

## INTRODUCCIÓN

La operación mas eficiente de un circuito eléctrico es cuando su carga esta completamente balanceada entre las tres fases las 24 horas del día, pero es prácticamente imposible mantener las cargas balanceadas durante todo ese periodo de tiempo.

Por otra parte el uso de los transformadores monofásicos tiene ciertas ventajas en cuanto a flexibilidad, economía, el modo de explotación, que se pueden conformar diferentes tipos de bancos con determinadas características. Pero se tiene en contra que los mismos contribuyen al fenómeno del desbalance de cargas en las fases del 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.

Lo que se pretende con la realización de este trabajo, es lograr el balanceo de las cargas de los circuitos 4 y del circuito nuevo conformado por la unión de los circuitos 45, 30 y el 12.

En la práctica la explotación de estos circuitos y el incremento incesante de la carga hacen que se modifiquen los transformadores y bancos ya existentes así como la adición de nuevos bancos, y casi todas estas operaciones las realizan sin atender a lo que es el desbalance en el circuito.

### **Organización del informe**

Este trabajo consta de tres capítulos. El Capítulo I muestra las características de los circuitos de distribución primaria en Cuba y el efecto del desbalance en ellos. En el Capítulo II se hace un acercamiento al Algoritmo Genético Simple, se formula el problema y se emite una solución de éste. El Capítulo III presenta la aplicación del método de optimización y sus resultados.

## **CAPITULO I. DESBALANCE EN LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN**

### ***1.1 Características de los circuitos de distribución primaria en Cuba.***

El sistema de distribución primaria en Cuba esta conformado por los elementos de potencia que transportan la energía eléctrica desde los puntos de entrega del sistema de subtransmisión hasta los usuarios finales. Está constituido por las subestaciones de distribución, de las cuales salen los circuitos primarios de distribución. Los circuitos primarios constituyen el segundo nivel de jerarquía del sistema de distribución luego de las subestaciones de distribución. Son la “espinas dorsal” del sistema de distribución pues son los componentes que realmente distribuyen la energía eléctrica en una zona geográfica dada. Por lo general, los circuitos primarios tienen topología radial a cuatro hilos (tres conductores para las fases y un conductor neutro), operan a media tensión y constan de un tramo principal con muchas ramificaciones que pueden ser bifásicas (dos fases y neutro) o monofásicas (una fase y neutro).

En el país los circuitos de distribución son circuitos radiales trifásicos de 13.8kV ó 4.16kV, estos circuitos parten de los transformadores de las subestaciones con una configuración trifásica, que en su curso pueden convertirse en ramales monofásicos ó bifásicos según la necesidad.

A pesar de que los sistemas eléctricos trifásicos se diseñan sobre bases balanceadas, existen asimetrías intrínsecas en la configuración de las componentes del sistema de potencia, tales como transposición incompleta de líneas, transformadores conectados en delta abierta o estrella incompleta, cargas monofásicas mal distribuidas, impedancias asimétricas en las redes de alimentación. Además se presentan: fallas monofásicas, desperfectos en empalmes, uniones o contactos y asimetrías de las propias fuentes de suministro.

En nuestro país el sector eléctrico ha sufrido restricciones de recursos financieros que no han permitido el adecuado desarrollo en la ampliación y el mantenimiento a

la red de distribución eléctrica. Esto ha provocado altas pérdidas de energía (del orden del 16%), principalmente por causas técnicas en la red de distribución primaria.

En términos generales las pérdidas de distribución se producen por desbalances y sobrecargas en los circuitos, dado el incremento del consumo y las características técnicas de la red. Por estas razones, una de las condiciones más generalizadas en los sistemas de suministro eléctrico lo constituye, en mayor o menor grado, el desbalance de tensión.

Por su parte, la distribución secundaria emplea fundamentalmente un sistema en delta con voltaje 240/120 V que se obtiene a partir de bancos trifásicos de tres o dos transformadores monofásicos, o de simples transformadores monofásicos con conexión de fase a neutro.

Aún cuando la operación más eficiente de un circuito trifásico se obtiene cuando la carga está totalmente balanceada entre las fases, desde el punto de vista operativo, es prácticamente imposible mantener dicho balance las 24 horas del día y en todos los nodos del circuito de distribución. Sin embargo, el uso de transformadores monofásicos, si bien tiene ciertas ventajas desde el punto de vista de la explotación de las redes en cuanto a inversiones y flexibilidad al poder conformar bancos de diferentes características, contribuye de forma importante a acentuar el fenómeno del desbalance de carga entre las fases del circuito.

Por otra parte, la práctica de explotación de estos circuitos y el continuo incremento de la carga, provocan la adición de nuevos bancos de transformadores o la modificación de los ya existentes, lo que corrientemente, se hace sin atender a consideraciones de balance en el circuito. De hecho, se considera que estos circuitos son los que exhiben mayor desbalance entre todos los tipos de circuitos del Sistema Electroenergético Nacional (SEN).

## 1.2 Definiciones de desbalance

Han propuesto diferentes formas de cuantificar el desbalance, que responden a definiciones desarrolladas por distintas instituciones, y mucho se ha publicado sobre la mejor manera de expresarlo sin que se llegue a un consenso. Las definiciones fundamentales existentes son:

- *Factor de desbalance de tensión de línea definido por la NEMA (National Electric Manufacturing Association):*

$$FDVL = \frac{\text{Máx}\{|V_{ab} - V_{avg}|, |V_{bc} - V_{avg}|, |V_{ca} - V_{avg}|\}}{V_{avg}} \cdot 100\%$$

Donde:

$\text{Máx}\{|V_{ab} - V_{avg}|, |V_{bc} - V_{avg}|, |V_{ca} - V_{avg}|\}$ , es el valor máximo de la diferencia entre las tensiones de línea (V) y el valor promedio de las tensiones de línea definido como:

$$V_{avg} = \frac{V_{ab} + V_{bc} + V_{ca}}{3} \quad (\text{V})$$

- *Factor de desbalance de tensión de fase según la IEEE Std. 141:*

$$FDVF = \frac{\text{Máx}\{|V_a - V_{avg}|, |V_b - V_{avg}|, |V_c - V_{avg}|\}}{V_{avg}} \cdot 100\%$$

Donde:

$\text{Máx}\{|V_a - V_{avg}|, |V_b - V_{avg}|, |V_c - V_{avg}|\}$ , es el valor máximo de la diferencia entre las tensiones de fase (V) y el valor promedio de las tensiones de fase definido como:

$$V_{avg} = \frac{V_a + V_b + V_c}{3} \quad (\text{V})$$

- *Factor de desbalance de tensión (o grado de desequilibrio) definido por la IEC como la relación porcentual entre la componente de secuencia negativa de la tensión (o corriente) con la componente de secuencia positiva.*

El factor de desbalance (*FDV*) o grado de desequilibrio de tensión (*Gd*) será:

$$FDV = Gd = \frac{V_2}{V_1} \cdot 100\%$$

Donde:

$V_2$  - Tensión de secuencia negativa

$V_1$  - Tensión de secuencia positiva

De forma análoga el desbalance de las cargas puede medirse a partir del grado de desbalance de corriente:

$$Gd = \frac{I_2}{I_1} \cdot 100\%$$

Donde:

$I_2$  - Corriente de secuencia negativa

$I_1$  - Corriente de secuencia positiva

Estas expresiones permiten evaluar de manera certera el desbalance en los sistemas eléctricos industriales.

- *Factor de desbalance de tensión complejo definido como el anterior, pero teniendo en cuenta no solo el valor modular de las componentes de tensión, sino también su ángulo de fase:*

$$\bar{K}_V = \frac{\bar{V}_2}{\bar{V}_1} \cdot 100\% = k_V \cdot e^{j\theta_V}$$

Donde  $k_v$  es el módulo y  $\theta_v$  el ángulo de fase en grados, del factor de desbalance complejo.

De estos factores, el más utilizado en la práctica es el propuesto por la NEMA, ya que aunque no especifica qué tipo de desbalance tiene lugar, evita el uso del álgebra compleja y el trabajo con componentes simétricas, empleando las mediciones del valor rms de las tensiones de línea directamente.

La ANSI (American National Standards Institute) recomienda un factor de desbalance inferior al 3% bajo condiciones no sinusoidales (ANSI C84.1-1995). Por su parte, el Comité Electrotécnico Internacional (IEC) recomienda, en sistemas eléctricos, un factor de desbalance de tensión menor del 2%.

Otras formas de hallar una medida del desbalance son los siguientes:

- *A partir de la potencia instalada:* Consiste en determinar un coeficiente de asimetría ( $a$ ) en función con la potencia activa distribuida en el sistema trifásico:

$$a = \frac{P_{nud}}{P_{ud}} \cdot 100\%$$

Donde:

$P_{nud}$  - Potencia no uniformemente distribuida en la red trifásica, que se determina como la suma de la diferencia con respecto a la menor potencia activa de fase.

$P_{ud}$  - Potencia uniformemente distribuida en la red trifásica, que se determina como tres veces la menor potencia activa de fase.

Se considera que el sistema es simétrico si  $a \leq 15\%$ .

Este método permite determinar el desbalance en cargas. Sin embargo está basado en la teoría de Budeano aplicada a los sistemas trifásicos. No reconoce la presencia de una potencia de asimetría. De allí su principal limitación. Por otra parte, no tiene en cuenta los desbalances de carga reactiva.

-*A partir del porcentaje de desbalance ( $\delta U$ ):* Consiste en determinar el por ciento de desbalance de la máxima desviación de tensión media, en relación con el promedio de las tensiones de línea en un intervalo de 10 min.

$$\delta U = \frac{U_{med}(máx)}{U_{med}} \cdot 100\%$$

Donde:

$U_{med} (máx)$  - Máxima desviación de tensión de línea con relación a la tensión promedio.

$U_{med}$  - Promedio de las tensiones de línea.

La expresión anterior es solo una aproximación del por ciento de la componente de tensión de secuencia negativa). Para desbalances de tensión superiores al 5%, es necesario un estudio a partir del factor de desbalance.

### **1.3 Efecto del desbalance en líneas, transformadores y otros.**

En las líneas y transformadores del sistema el desbalance ocasiona un incremento de las pérdidas de potencia activa, limitación de la capacidad de carga y sobreestimación de capacidades en el diseño. En los dispositivos y convertidores electrónicos de potencia el desbalance provoca armónicos triples que favorecen la distorsión armónica, incrementos de corrientes de consumo, mal funcionamiento y disminución de su vida útil.

La asimetría en la tensión también conlleva al calentamiento adicional del equipamiento de fuerza y disminuye su vida útil. Este defecto también influye negativamente en el funcionamiento de algunos esquemas de protecciones por relees, provocando operaciones erráticas y sacando de funcionamiento equipos.

El desbalance en las redes de distribución provoca pérdidas adicionales por calentamiento así como disminución en la eficiencia de los motores de inducción trifásicos, tan frecuentemente utilizados en la industria. Según se establece en la norma IEEE 1159 un desbalance de 3,5% en tensión puede resultar un 25% de aumento del calentamiento en algunos motores. [1]

#### **1.4 Situación del desbalance en la ciudad de Santa Clara**

En una gran parte de los circuitos primarios de la ciudad de Santa Clara, existe un desbalance considerable que se pudiera mejorar con la aplicación del algoritmo que demostraremos en los próximos capítulos.

Para demostrar lo anteriormente expuesto, hemos utilizado las lecturas de los NULEC de 8 circuitos primarios de Santa Clara, a los cuales se les ha calculado el desbalance definido por la NEMA y el % de la corriente por neutro que actualmente circula por estos circuitos.

$$DesbalanceNEMA = Max_k \frac{|I_k - I_{prom}|}{I_{prom}} * 100$$

$$\% In = \frac{In}{I_{prom}} * 100$$

Utilizando estas expresiones se confeccionó la Tabla 1.1 donde se pueden apreciar los valores máximos y mínimos para el desbalance definido por la NEMA y para el % de la corriente por el neutro.

**Tabla 1.1. Valores máximos y medios para el desbalance definido por la NEMA y el % In.**

	<b>Circuito 2</b>		<b>Circuito 3</b>		<b>Circuito 4</b>		<b>Circuito GP10</b>	
	<i>NEMA</i>	<i>%In</i>	<i>NEMA</i>	<i>%In</i>	<i>NEMA</i>	<i>%In</i>	<i>NEMA</i>	<i>%In</i>
<b>Medios</b>	15.80	38.90	27.15	43.71	44.14	75.59	24.48	47.42
<b>Máximo</b>	23.95	58.18	36.95	61.11	54.05	93.10	37.50	72.22
	<b>Circuito 31</b>		<b>Circuito 132</b>		<b>Circuito 32</b>		<b>Circuito 1</b>	
	<i>NEMA</i>	<i>%In</i>	<i>NEMA</i>	<i>%In</i>	<i>NEMA</i>	<i>%In</i>	<i>NEMA</i>	<i>%In</i>
<b>Medios</b>	45.54	67.55	18.10	36.17	56.28	95.47	6.9	6.71
<b>Máximo</b>	80	135.7	24.32	46.66	79.16	130.4	13.36	18.36

Utilizando las expresiones arriba mencionadas se confeccionó la Tabla 1.1 donde se pueden apreciar los valores máximos y mínimos para el desbalance definido por la NEMA y para el % de la corriente por el neutro.

## **CAPITULO II. PROGRAMA PARA EL BALANCEO DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCION PRIMARIA**

### ***2.1 Introducción al Algoritmo Genético Simple (SGA)***

Los Algoritmos Genéticos son un ejemplo de método que explota la búsqueda aleatoria “guiada” que ha ganado popularidad en los últimos años debido a la posibilidad de aplicarlos en una gran gama de campos y a las pocas exigencias que impone al problema. Surgen como herramientas para la solución de complejos problemas de búsqueda y optimización, producto del análisis de los sistemas adaptativos en la naturaleza, y como resultado de abstraer la esencia de su funcionamiento.

Los Algoritmos Genéticos (AG) son métodos de búsqueda de propósito general basados en los principios de la genética natural, es decir, son algoritmos de búsqueda que simulan los procesos de la evolución darwiniana a través del uso de operadores genéticos que operan sobre una población de individuos que “evoluciona” de una generación a otra, basados en los mecanismos de la selección natural y la genética. Los Algoritmos Genéticos incluyen conceptos tales como cromosomas, genes, reproducción por cruzamiento, selección, mutación y evolución, los cuales toma prestados de la genética natural para construir un modelo útil y fácil de implementar computacionalmente, de manera que un problema específico actúa como medio ambiente dentro del cual se desempeña una población formada por individuos que son soluciones candidatas del problema en cuestión. Cada uno de estos individuos (fenotipo), está formado por la información contenida en su genoma (genotipo) y que bien pueden ser las variables independientes cuyo valor se desea conocer.

Similarmente a como se propone para la evolución natural, los AG tienden a encontrar mejores soluciones al problema de manera progresiva, gracias a la “renovación del material genético” en la población por medio de los llamados operadores genéticos. La adaptación de los individuos a su ambiente, se

determina por la función de aptitud (función *fitness*), la cual constituye una medida de la calidad de la solución.

Los AG trabajan con una codificación del conjunto de parámetros, no con los parámetros en sí, y realizan la búsqueda a partir de una población de puntos, no de un punto simple. Los AG solo utilizan la información de la función objetivo, sin derivadas u otro conocimiento auxiliar y se garantiza la obtención de un conjunto amplio de buenas soluciones, y tienen la capacidad de resolver una variedad de problemas muy difíciles de forma rápida y confiable. La mayoría de los especialistas en este tema coinciden en que los AG pueden resolver las dificultades representadas en los problemas de la vida real que a veces son insolubles por otros métodos.

En general, el AG procede como sigue:

1. Generación aleatoria o heurística de una población inicial,  $P(0)$ .
2. En cada ciclo evolutivo  $t$  (generación), se selecciona un subconjunto de individuos  $P'(t)$ , después de ser evaluados bajo el criterio predefinido por la función de aptitud para reproducirse. Los individuos más aptos tienen más posibilidades de reproducirse, mientras los menos aptos tienden a desaparecer.
3. Se modifica la población seleccionada, para encontrar nuevos puntos en el espacio de búsqueda, aplicando operadores genéticos como el cruzamiento y la mutación.
4. Se introducen los nuevos individuos  $P''(t)$  en la población de la siguiente generación  $P(t+1)$  y se repite el proceso a partir de la selección de los más aptos.

El fin de la búsqueda queda condicionada a un número determinado de generaciones, a la obtención de un valor aceptable de la función de aptitud, etc.

## 2.2 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.

### 2.2.1 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:

**Tabla 2.1: Variantes de Conexión de un Ramal Bifásico**

<i>Fase</i>	$X_R = 1$	$X_R = 2$	$X_R = 3$
$F_1$	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>
$F_2$	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>A</i>

### 2.2.2 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:

**Tabla 2.2: Variantes de Conexión de un Ramal Monofásico a Sección Trifásica**

<i>Fase</i>	$X_R = 1$	$X_R = 2$	$X_R = 3$
$F_1$	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>

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:

**Tabla 2.3: Variantes de Conexión de un Ramal Monofásico a Ramal Bifásico**

<i>Ramal</i>	$X_R^0 = 1$		$X_R^0 = 2$		$X_R^0 = 3$	
<i>Fase</i>	$X_R = 1$	$X_R = 2$	$X_R = 1$	$X_R = 2$	$X_R = 1$	$X_R = 2$
$F_1$	A	B	B	C	C	A

### 2.2.3 Bancos de Tres Transformadores

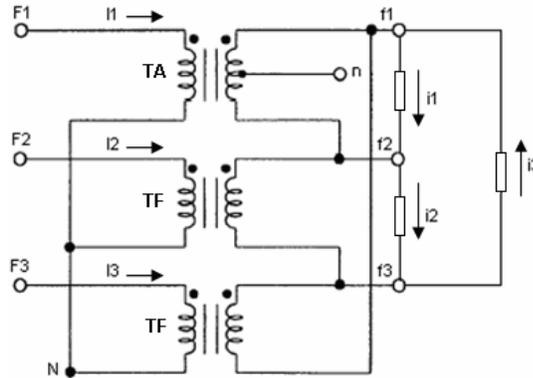
Los bancos de tres transformadores tienen conexión Y- $\Delta$ . En esta conexión, el neutro de la estrella no se aterra para evitar que el banco sirva de paso a las corrientes de secuencia cero tanto de carga como en régimen de falla. Estos bancos se constituyen por un Transformador de Alumbrado (TA) 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  $I_{3F}$ .

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

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:

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

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

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

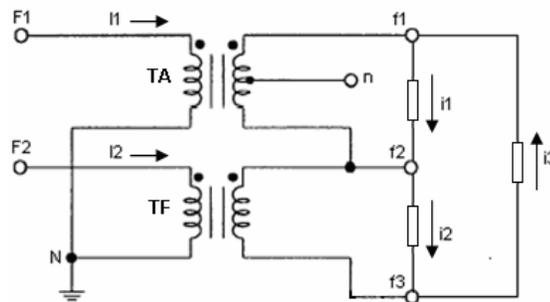
Este tipo de banco solamente puede conectarse a una sección trifásica del circuito y como los dos transformadores de fuerza son iguales, las variantes de conexión al circuito primario, representadas por la variable  $X_B$  son tres:

**Tabla 2.4: Variantes de Conexión de un Banco de Tres Transformadores**

<i>Fase</i>	$X_B=1$	$X_B=2$	$X_B=3$
<i>F1</i>	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>
<i>F2</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>A</i>
<i>F3</i>	<i>C</i>	<i>A</i>	<i>B</i>

**2.2.4 Bancos de Dos Transformadores:**

Los bancos de dos transformadores tienen conexión Yg- $\Delta$  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- $\Delta$  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 2.5: Variantes de Conexión de un Banco de Dos transformadores en una Sección Trifásica**

<i>Fase</i>	$X_B=1$	$X_B=2$	$X_B=3$	$X_B=4$	$X_B=5$	$X_B=6$
<i>F1</i>	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>C</i>	<i>A</i>
<i>F2</i>	<i>B</i>	<i>A</i>	<i>C</i>	<i>B</i>	<i>A</i>	<i>C</i>

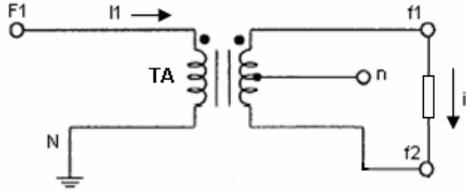
En el caso que este banco se encuentre conectado a un ramal bifásico, las variantes de conexión se reducen a solo dos, pero como el ramal bifásico puede conectarse a la sección trifásica del circuito en tres posiciones diferentes de acuerdo al valor de la  $X_R$  del ramal, la tabla de conexiones quedaría:

**Tabla 2.6: Variantes de Conexión de un Banco de Dos transformadores en un Ramal Bifásico**

<i>Ramal</i>	$X_R = 1$		$X_R = 2$		$X_R = 3$	
<i>Fase</i>	$X_B=1$	$X_B=2$	$X_B=1$	$X_B=2$	$X_B=1$	$X_B=2$
<i>F1</i>	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>C</i>	<i>A</i>
<i>F2</i>	<i>B</i>	<i>A</i>	<i>C</i>	<i>B</i>	<i>A</i>	<i>C</i>

### 2.2.5 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  $F_1$ , por lo tanto:

$$I_1 = i_1 \quad (5)$$

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 2.7: Variantes de Conexión de un Transformador Monofásico en una Sección Trifásica**

Fase	$X_B=1$	$X_B=2$	$X_B=3$
$F_1$	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  $X_R$  del ramal, la tabla de conexiones quedaría:

**Tabla 2.8: Variantes de Conexión de un Transformador Monofásico en un Ramal Bifásico**

<i>Ramal</i>	$X_R = 1$		$X_R = 2$		$X_R = 3$	
<i>Fase</i>	$X_{B=1}$	$X_{B=2}$	$X_{B=1}$	$X_{B=2}$	$X_{B=1}$	$X_{B=2}$
<i>F1</i>	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>C</i>	<i>A</i>

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.

### 2.2.6 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  $X_R$  y  $X_B$  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 I-VIII para cada caso.

### 2.2.7 Función Objetivo

Las pérdidas de potencia para el estado de carga  $t$  en un tramo  $k$  del circuito con resistencia  $R_k$  de los  $NF_k$  conductores de fase y  $Rn_k$  del conductor neutro, dependen de:

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

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 [3], 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.

### **2.2.8 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:

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

### 2.3 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 [2][3][4], 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 [10].

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

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.

#### **2.4 Aplicación del método de balanceo**

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.

**Tabla 2.9: Desbalance Circuito #2 Santa Clara**

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

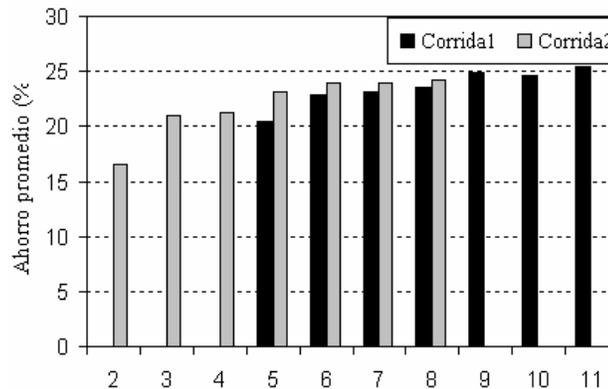
Determinado el modelo del circuito, se ejecutó el flujo de potencia trifásico simplificado para obtener los estimados iniciales de pérdidas de energía diarias, corriente de neutro máxima, etc.

**Tabla 2.10: Estimados Iniciales del Circuito**

<i>Parámetro</i>	<i>Estimado</i>
<i>Pérdidas de Energía en Líneas (kWh)</i>	1208.8
<i>Corriente de Neutro Máxima (A)</i>	131.9
<i>Corriente de Neutro (%)</i>	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.



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

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.

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.

**Tabla 2.11: Estimados para Variante Escogida**

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

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.

**Tabla 2.12: Descripción de la Variante Escogida**

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
<i>Incremento de Carga Total (kW)</i>		<i>75.6</i>	<i>163.7</i>	<i>-239.3</i>
<i>Carga Total Resultante (kW)</i>		<i>878.7</i>	<i>958.2</i>	<i>833.2</i>

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

**Tabla 2.13: Resultados Estimados para Variante Aplicada**

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

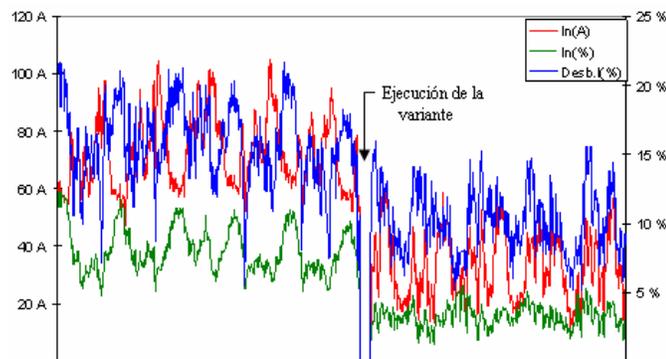
Evidentemente, la reconexión del nuevo transformador desde la fase C a la B, empeora la variante original al incrementar la corriente máxima por el neutro y su porcentaje. Los totales de carga por fase en esta nueva variante son 878.7 kW en la fase A, así como 988.4 y 797.6 kW en las fases B y C, donde 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 2.14: Desbalance después de Ejecutada la Variante**

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

### **CAPITULO III. RESULTADO DEL BALANCEO DE LOS CIRCUITOS SELECCIONADOS**

En este capítulo presentaremos el estado actual de los circuitos así como los resultados obtenidos del balanceo, con las variantes seleccionadas respectivamente. Los circuitos seleccionados fueron el circuito 4, un circuito que está conformado por la unión de circuito 45, el 30 y una parte del 12, (es de aclarar que este circuito es nuevo y que no está formado en la actualidad), y por último el circuito 1.

Dentro de las tareas realizadas de actualización a estos circuitos se le realizó un levantamiento en ambos casos a lo largo de todo el circuito primario, para la obtención de los siguientes datos:

- Calibre de los conductores de fase y neutro a lo largo de todo el circuito.
- Características de los bancos de transformadores en los cuales se persigue saber: tipo de conexión del banco; a qué fase está conectado cada transformador; determinar los transformadores de alumbrado y de fuerza; gráfico de carga; P máxima y Q máxima.

Al tener todos estos datos se actualizaron y corrieron en el software RADIAL, para hacer una comparación con los datos del NULEC y de esta forma confirmar la veracidad de los resultados del RADIAL, (en el caso del circuito nuevo no se pudo hacer dicha comparación).

También se tuvo en cuenta la presencia de bancos Y-Y y bancos de capacitores los cuales, a pesar de que no aportan cambio de variable en la aplicación del algoritmo, fueron tenidos en cuenta para obtener resultados lo más cercanos posibles a los reales.

Seguidamente se crearon las bases de datos que mostraremos en los epígrafes dedicados a estos circuitos y se corrieron con el algoritmo del balanceo. Este procedimiento siempre ofrece una serie de posibilidades para ejecutar los cambios

en los circuitos, por lo cual, antes de hacer los movimientos en el circuito real hay que realizar un análisis para escoger la variante más adecuada.

El circuito 4 tiene su origen en la subestación de la OBE de Santa Clara, el voltaje de operación es de 4.16kV. En particular el circuito 4 tiene un total de once ramales monofásicos, y solo tres ramales bifásicos, la mayor parte de su carga es monofásica. Estado actual del circuito conformado por la unión de los tres circuitos (45,30, y 12), primero este circuito que no esta formado en la actualidad, se conformara con la unión de varios circuitos ya existentes en el municipio de Santa Clara, que son los circuitos 30, 45, y circuito 12, este circuito partirá de la subestación Santa Clara Industrial.. Es un circuito de alto voltaje (13kV).

### **3.1 Análisis del Circuito 4**

Aunque este circuito fue analizado anteriormente, es necesario realizar un nuevo estudio de su comportamiento, ya que se le realizaron algunos cambios al programa de balanceo

**Tabla 3.1: Desbalance Circuito 4 SC**

Parámetro	Máximo	Medio
Corriente de la fase A (A)	420	204
Corriente de la fase B (A)	288	137.8
Corriente de la fase C (A)	227	100.9
Desbalance de las Corrientes (%)	50	36.7
Corriente Máxima de Neutro (A)	193	99.2
Corriente Máxima de Neutro (%)	100	66.3

Posteriormente se ejecuta en el Radial el flujo de potencia trifásica para hacer un estimado de las pérdidas de energía, corriente de neutro máx. entre otras.

**Tabla 3.2: Estimados Iniciales del Circuito**

Parámetro	Estimado
Pérdidas de Energía en Líneas (kW.h)	1282
Corriente de Neutro (A)	69

Al realizar las corridas del programa de balanceo a este circuito arrojó un total de 4 variantes de 4 y 5 movimientos, de las variantes obtenidas nos quedamos con la variante 3, que a continuación les presentamos.

**Tabla 3.3: Variante de reconexión No 3**

1	N2	Ramal	Carga	TA	TF1	TF2
No34	No37	C->B	'	'	'	'
No37	No38	C->B	'	'	'	'
No38	No39	C->B	1T	C->B	'	'
No38	No40	C->B	1T	C->B	'	'
No40	No41	C->B	1T	C->B	'	'
No45	No46	A->C	1T	A->C	'	'
No53	No54	A->C	1T	A->C	'	'
No59	No60	AB->AB	1T	B->A	'	'
No86	Ter	B->C	1T	B->C	'	'

En la tabla 3.4 presentamos a continuación representa una comparación de los datos iniciales del circuito y posterior a la reconexión, en los mismos se puede apreciar el beneficio que implica la aplicación de la variante obtenida por el algoritmo de balanceo. Se puede apreciar claramente como las perdidas de energía activa en línea se ven reducidas en un 7% así como las perdidas totales de energía que de 1808 kW.h se redujeron hasta un 1719kW.h, aproximadamente se están ahorrando 90 kW.h por día.

**Tabla 3.4 Comparación de los reportes del RADIAL antes y después de los cambios**

Concepto	U/M	Configuración	Después del cambio
		Original	
Potencia activa de las cargas	kW	1795	1795
Potencia reactiva de las cargas	kvar	668	668
Pérdidas activas en líneas	kW	200	180
Pérdidas reactivas en líneas	kvar	103	93
Pérdidas de cobre en transf.	kW	321	31
Pérdidas de hierro en transf.	kW	10	10
Pérd. totales de potencia activa	kW	243	222
% de pérdidas de potencia	%	12	11
Potencia reactiva en capacitores.	Ckvar	300	300
Factor de potencia del circuito		0.98	0.98
Energía activa de las cargas	MW.h	25	25
Energía reactiva de las cargas	Mvar.h	16	16
Pérdidas de energía en líneas	kW.h	1282	1200
Pérdidas de energía Cu en transf.	kW.h	275	268
Pérdidas de energía Fe en transf.	kW.h	251	251
<b>Pérdidas totales de energía</b>	<b>kW.h</b>	<b>1808</b>	<b>1719</b>
% de pérdidas de energía	%	7	6

### 3.2 Análisis del Circuito nuevo (30, 45 y 12)

A continuación se muestra el estudio realizado en el circuito nuevo que se conforma por tres circuitos ya existentes, 45, 30 y 12 el cual opera a 13 kV y se considera residencial. Utilizando el flujo de potencia trifásica del radial se obtuvo la tabla que se muestra a continuación.

**Tabla 3.5 Corrientes máxima por fase en circuito original**

<b><i>Hora de análisis</i></b>	<b><i>I<sub>a</sub> (A)</i></b>	<b><i>I<sub>b</sub> (A)</i></b>	<b><i>I<sub>c</sub> (A)</i></b>	<b><i>I<sub>n</sub> (A)</i></b>
18:00	130	81	86	43

Como se puede apreciar el desbalance entre fases no es considerable sin embargo el por ciento de corriente por el neutro representa un 44% del promedio de las corrientes por fase lo cual justifica la aplicación del método de optimización, si tenemos en cuenta que este debe ser menor a un 15%.

Después de aplicado el Algoritmo Genético Simple (SGA), este arroja un total de 24 soluciones de las cuales escogimos la variante 1 con un ahorro estimado de 15 kWh.

**Tabla 3.6: Variante de reconexión**

N1	N2	Ramal	Carga	TA	TF1	TF2
No2	Constr	ABC	2T	C→B	A→C	'
No11	A. Minin	ABC	2T	C→A	A→C	'
Ramales	Calle 3	ABC	2T	A→C	C→C	'
R-14-1	R-14-2	ABC	2T	A→B	C→C	'
R-12-1	R-12-2	ABC	1T	A→B	'	'
No36	No38	ABC	2T	A→B	C→C	'
R-Omnib	Ómnibus	ABC	2T	B→C	C→A	'
No57	No59	ABC	1T	B→A	'	'
No1	No3	ABC	2T	A→C	C→B	'
No62	No63	ABC	1T	B→A	'	'
No75	No47	ABC	2T	A→A	C→B	'

**Tabla 3.7 Corrientes máxima por fase en circuito optimizado**

<i>Hora de análisis</i>	<i>I<sub>a</sub> (A)</i>	<i>I<sub>b</sub> (A)</i>	<i>I<sub>c</sub> (A)</i>	<i>I<sub>n</sub> (A)</i>
18:00	101	102	93	7

En este caso se observa claramente el balance de las corrientes por fase, además se logro minimizar el por ciento de la corriente por el neutro a un valor de 8% lo que corrobora el efecto positivo de la reconexión.

**Tabla 3.8 Comparación de los reportes del RADIAL antes y después de los cambios**

Concepto	U/M	Configuración	Después del cambio
		Original	
Potencia activa de las cargas	kW	2136	2136
Potencia reactiva de las cargas	kvar	759	759
Pérdidas activas en líneas	kW	17	15
Pérdidas reactivas en líneas	kvar	18	16
Pérdidas de cobre en transf.	kW	52	51
Pérdidas de hierro en transf.	kW	13	13
Pérd. totales de potencia activa	kW	82	79
% de pérdidas de potencia	%	4	4
Potencia reactiva en capacitores.	Ckvar	0	0
Factor de potencia del circuito		0.95	0.95
Energía activa de las cargas	MW.h	29	29
Energía reactiva de las cargas	Mvar.h	18	18
Pérdidas de energía en líneas	kW.h	138	123
Pérdidas de energía Cu en transf.	kW.h	394	393
Pérdidas de energía Fe en transf.	kW.h	312	312
<b>Pérdidas totales de energía</b>	<b>kW.h</b>	<b>844</b>	<b>828</b>
% de pérdidas de energía	%	3	3

Como se aprecia los resultados de este circuito son bastante discretos debido al estado y características del mismo, siendo un circuito corto, de voltaje preferible y que está en diseño, es decir que no está formado en la práctica, no obstante se observaron resultados como la disminución de las pérdidas de potencia y energía en líneas.

### 3.2.1 Análisis del Circuito nuevo (30, 45 y 12) aplicando otra variante

En este caso decidimos analizar el mismo circuito aplicando otra variante para comprobar la veracidad de los cálculos, ya que es un circuito que está en diseño todavía.

**Tabla 3.9: Variante de reconexión # 7**

N1	N2	Ramal	Carga	TA	TF1	TF2
No11	A.minin	ABC	2T	C→A	A→C	'
ramales	Calle 3	ABC	2T	A→C	C→B	'
R-12-1	R-12-2	ABC	1T	A→B	'	'
No30	No31	ABC	3T	B→A	C→B	A→C
No36	No37	ABC	2T	C→B	A→A	'
No36	No38	ABC	2T	A→B	C→A	'
Entronq	ETECSA	ABC	3T	B→C	C→A	A→B
R-omnib	omnib	ABC	2T	B→C	C→B	'
No57	No59	ABC	1T	B→C	'	'
No1	No3	ABC	2T	A→B	C→A	'
No62	No63	ABC	1T	B→C	'	'
No65	No66	ABC	1T	B→C	'	'
No62	No41	ABC	1T	C→B	'	'

**Tabla 3.10 corriente máxima por fases en el circuito optimizado variante 7**

<i>Hora de análisis</i>	<i>Ia (A)</i>	<i>Ib (A)</i>	<i>Ic (A)</i>	<i>In (A)</i>
18:00	97	98	101	4

Como se puede apreciar los resultados obtenidos nuevamente no difieren de la variante obtenida anteriormente, y se puede notar una ligera mejora con respecto al por ciento de corriente por el neutro con un valor de 5%.

**Tabla 3.11 Comparación de los reportes del RADIAL antes y después de los cambios vte. 7.**

Concepto	U/M	Configuración	Después del cambio
		Original	
Potencia activa de las cargas	kW	2136	2136
Potencia reactiva de las cargas	kvar	759	759
Pérdidas activas en líneas	kW	17	15
Pérdidas reactivas en líneas	kvar	18	16
Pérdidas de cobre en transf.	kW	52	52
Pérdidas de hierro en transf.	kW	13	13
Pérd. totales de potencia activa	kW	82	79
% de pérdidas de potencia	%	4	4
Potencia reactiva en capacitores.	Ckvar	0	0
Factor de potencia del circuito		0.95	0.95
Energía activa de las cargas	MW.h	29	29
Energía reactiva de las cargas	Mvar.h	18	18
Pérdidas de energía en líneas	kW.h	138	122
Pérdidas de energía Cu en transf.	kW.h	394	393
Pérdidas de energía Fe en transf.	kW.h	312	312
<b>Pérdidas totales de energía</b>	<b>kW.h</b>	<b>844</b>	<b>827</b>
% de pérdidas de energía	%	3	3

Los reportes obtenidos nuevamente no se alejan de los resultados anteriores aunque si se nota una leve mejora en lo que es el ahorro de perdidas de energía en líneas, así como en las perdidas totales de energía.

# *Conclusiones*

## CONCLUSIONES

A partir de los resultados obtenidos con el presente trabajo puede llegarse a las siguientes soluciones:

1. Se ha comprobado la presencia de un gran desbalance en los circuitos de distribución primaria de la ciudad de Santa Clara.
2. El problema del balance de carga en los circuitos de distribución primaria puede ser formulado y resuelto mediante un Algoritmo Genético. No obstante, para obtener soluciones con pequeños números de cambios debe utilizarse el algoritmo cíclico que se presenta en el trabajo.
3. Se ha demostrado que existen muchas soluciones con ahorros semejantes, por lo que normalmente es factible utilizar para la optimización solo los transformadores y ramales monofásicos que simplifican la realización de los cambios.
4. Los ahorros estimados por el balanceo de los circuitos pueden ser considerables si el circuito está desbalanceado (circuito 4). Esto indica las grandes ventajas económicas de aplicar este trabajo en todos los circuitos.
5. En los dos circuitos analizados se logró reducir considerablemente la corriente de neutro, lo que permite la utilización de la protección de falla a tierra del recerrador NULEC.
6. Aunque no se tienen resultados prácticos con la aplicación de las variantes, el Radial avala la veracidad de los resultados estimados por dicho método.

# *Recomendaciones*

## RECOMENDACIONES

1. Actualizar las bases de datos de todos los circuitos de distribución de la provincia para aplicar este u otros tipos de estudios técnicos a dichas redes.
2. Aplicar las soluciones obtenidas en este trabajo al circuito 4 de la Ciudad de Santa Clara al igual que al nuevo circuito cuando esté funcionando.
3. Extender el estudio a otros circuitos de la provincia en aras de poder balancear la mayor parte de los circuitos primarios, para lograr un servicio más eficiente.
4. Potenciar el estudio del balanceo de circuitos en la carrera de Ingeniería Eléctrica dada la importancia que tiene para el país en estos momentos.

# *Referencias Bibliográficas*

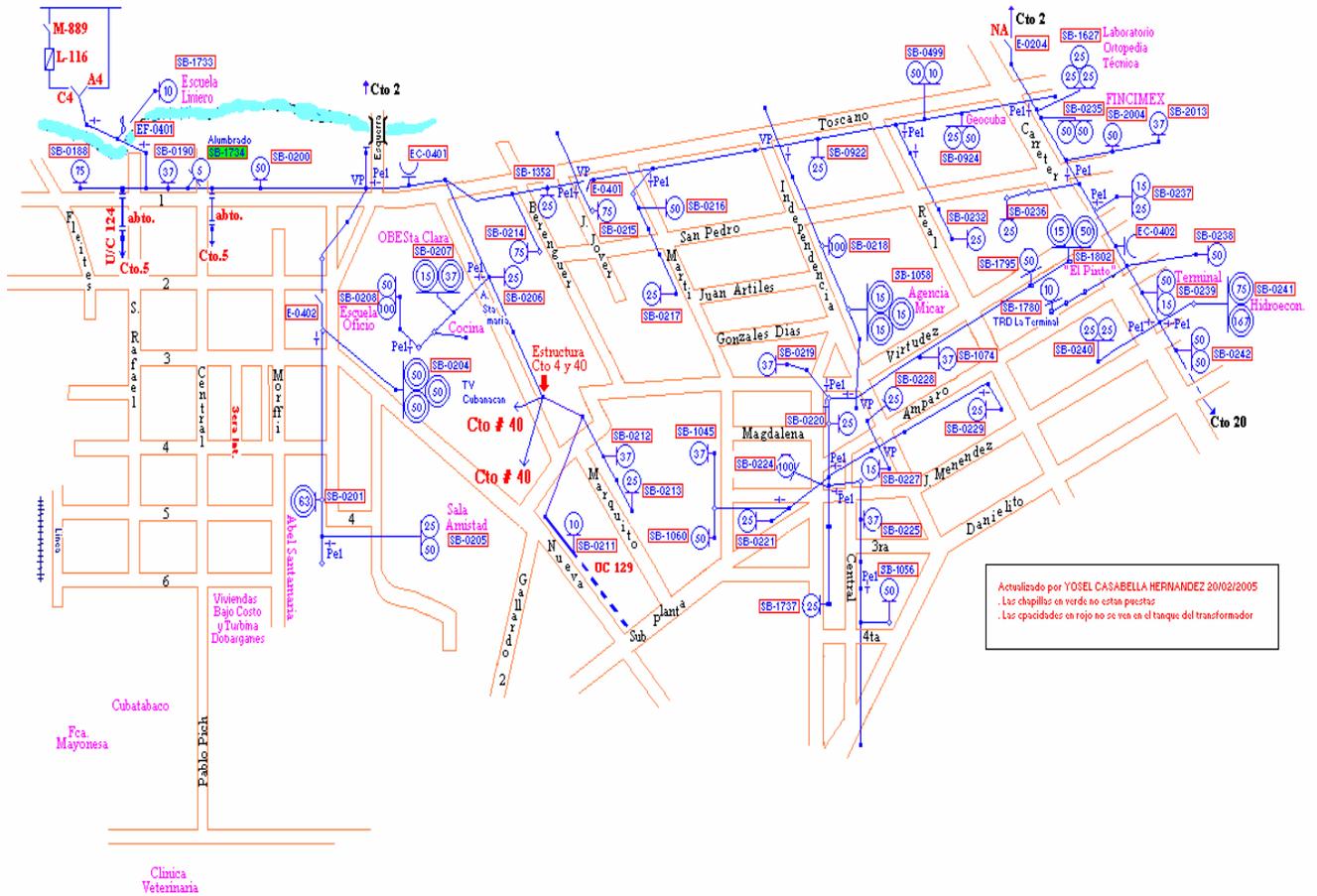
**REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

- [1]. Blume, L. F. (1965). *Transformer Engineering*. John Willey and Sons, New York.
- [2]. Chen, T. H., Yang, W. C., Guo, T.Y. & Pu, G. C. (2000). Modelling and analysis of asymmetrical three-phase distribution transformer banks with mid-tap connected to the secondary neutral conductor. *EPRI*, 54, 83–89.
- [3]. Chen, T. H., Cherng, J.T. (2000). 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*, 15(3), 994-1000.
- [4]. Chen, T. H., Yang, W. C. (2001). Analysis of Multi-Grounded Four-Wire Distribution Systems Considering the Neutral Grounding. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 16(4), 710-717.
- [5]. Chiou, J. P., Chang, C. F., Su, C.T. (2005). Variable scaling hybrid differential evolution for solving network reconfiguration of distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(2), 668-674.
- [6]. Cobas Pereira, M. F. (2006). *La Calidad del Suministro de la Energía Eléctrica*. ISPJAE.
- [7]. Espinosa, L. (1990). *Sistemas de Distribución*. Limusa, México.
- [8]. Gálvez, D. (1998). *Algoritmos Genéticos*. Universidad Central "Marta Abreu de las Villas".
- [9]. Gatta, F. M., Iliceto, F., Lauria, S., Masato, P. (2002). Analysis of unsymmetrical transmission distribution systems. Application to Insulated Shield Wires Schemes. *L'Energia Elettrica*, 79.

- 
- [10]. Goldberg, D. E. (1989). *Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning*: Addison-Wesley Publishing Company, Inc.
- [11]. Gonen, T. (1986). *Electric Power Distribution System Engineering*. Mc-Graw Hill.
- [12]. Hong, Y. Y., Ho, S.Y. (2003). Genetic algorithm based network reconfiguration for loss minimization in distribution systems. *IEEE Power Engineering Society General Meeting 2003*, 1, 490.
- [13]. Mori, H., Ogita, Y. (2000). A parallel tabu search based method for reconfigurations of distribution systems. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting 2000*, 1, 73-78.
- [14]. Su, C. T., Changand, C. F., Chiou, J.P. (2005). Distribution network reconfiguration for loss reduction by ant colony search algorithm. *EPRI*, 75 (2-3), 190-199.

# *Anexos*

Anexo I Imagen del monolinial del circuito 4 de la ciudad de Santa Clara.



**Anexo II Variantes de reconexión de ambos circuitos.****Variante de reconexión No 1 circuito 4**

N1	N2	Ramal	Carga	TA	TF1	TF2
No34	No37	C->B	'	'	'	'
No37	No38	C->B	'	'	'	'
No38	No39	C->B	1T	C->B	'	'
No38	No40	C->B	1T	C->B	'	'
No40	No41	C->B	1T	C->B	'	'
No45	No46	A->C	1T	A->C	'	'
No53	No54	A->C	1T	A->C	'	'
No59	No60	AB->AB	1T	B->A	'	'

**Variante de reconexión No 2 circuito 4**

N1	N2	Ramal	Carga	TA	TF1	TF2
No34	No37	C->B	'	'	'	'
No37	No38	C->B	'	'	'	'
No38	No39	C->B	1T	C->B	'	'
No38	No40	C->B	1T	C->B	'	'
No40	No41	C->B	1T	C->B	'	'
No45	No46	A->C	1T	A->C	'	'
No53	No54	A->C	1T	A->C	'	'
No59	No60	AB->AB	1T	B->A	'	'
No47	No48	B->C	1T	B->C	'	'
No48	No49	B->A	1T	B->C	'	'

**Variante de reconexión No 4 circuito 4**

N1	N2	Ramal	Carga	TA	TF1	TF2
No34	No37	C->B	'	'	'	'
No37	No38	C->B	'	'	'	'
No38	No39	C->B	1T	C->B	'	'
No38	No40	C->B	1T	C->B	'	'
No40	No41	C->B	1T	C->B	'	'
No45	No46	A->C	1T	A->C	'	'
No53	No54	A->C	1T	A->C	'	'
No59	No60	AB->AB	1T	B->A	'	'
No86	Ter	B->A	1T	B->A	'	'

**Variante de reconexión No 1 circuito nuevo**

N1	N2	Ramal	Carga	TA	TF1	TF2
'No11'	'A.Minin'	'ABC'	'2T'	'C -> A'	'A -> B'	'.'
'Ramales'	'Calle 3'	'ABC'	'2T'	'A -> C'	'C -> B'	'.'
'R-14-1'	'R-14-2'	'ABC'	'2T'	'A -> C'	'C -> A'	'.'
'No36'	'No37'	'ABC'	'2T'	'C -> B'	'A -> C'	'.'
'No36'	'No38'	'ABC'	'2T'	'A -> B'	'C -> C'	'.'
'Entronq'	'ETECSA'	'ABC'	'3T'	'B -> A'	'C -> B'	'A -> C'
'R-omnib'	'Ómnibus'	'ABC'	'2T'	'B -> A'	'C -> B'	'.'
'No1'	'No3'	'ABC'	'2T'	'A -> C'	'C -> A'	'.'
'No62'	'No63'	'ABC'	'1T'	'B -> C'	'.'	'.'
'No65'	'No66'	'ABC'	'1T'	'B -> C'	'.'	'.'
'No62'	'No41'	'ABC'	'1T'	'C -> A'	'.'	'.'

**Variante de reconexión No 2 circuito nuevo**

N1	N2	Ramal	Carga	TA	TF1	TF2
'No11'	'A.Minin'	'ABC'	'2T'	'C -> A'	'A -> B'	'.'
'Ramales'	'Calle 3'	'ABC'	'2T'	'A -> C'	'C -> B'	'.'
'R-14-1'	'R-14-2'	'ABC'	'2T'	'A -> C'	'C -> A'	'.'
'No36'	'No37'	'ABC'	'2T'	'C -> B'	'A -> C'	'.'
'No36'	'No38'	'ABC'	'2T'	'A -> B'	'C -> C'	'.'
'Entronq'	'ETECSA'	'ABC'	'3T'	'B -> A'	'C -> B'	'A -> C'
'R-omnib'	'Ómnibus'	'ABC'	'2T'	'B -> A'	'C -> B'	'.'
'No1'	'No3'	'ABC'	'2T'	'A -> C'	'C -> A'	'.'
'No62'	'No63'	'ABC'	'1T'	'B -> C'	'.'	'.'
'No65'	'No66'	'ABC'	'1T'	'B -> C'	'.'	'.'
'No62'	'No41'	'ABC'	'1T'	'C -> A'	'.'	'.'

**Variante de reconexión No 3 circuito nuevo**

N1	N2	Ramal	Carga	TA	TF1	TF2	
'No2'	'constr'	'ABC'	'2	T' 'C ->	A' 'A -	> B' ' '	
'Ramales	'Calle 3'	'ABC'	'2	T' 'A ->	C' 'C -	> A' ' '	
'R-14-2'	'R-14-3'	'CA ->	AB' '2	T' 'A ->	B' 'C -	> A' ' '	
'R-14-3'	'No20'	'CA ->	AB' '1	T' 'C ->	A' ' '	' '	
'No30'	'No31'	'ABC'	'3	T' 'B ->	A' 'C -	> B' 'A	-> C'
'No36'	'No38'	'ABC'	'2	T' 'A ->	B' 'C -	> C' ' '	
'Entronq	'ETECSA'	'ABC'	'3	T' 'B ->	A' 'C -	> B' 'A	-> C'
'R-omnib	'Ómnibus'	'ABC'	'2	T' 'B ->	B' 'C -	> A' ' '	
'No57'	'No59'	'ABC'	'1	T' 'B ->	A' ' '	' '	
'No1'	'No3'	'ABC'	'2	T' 'A ->	C' 'C -	> B' ' '	
'No62'	'No63'	'ABC'	'1	T' 'B ->	C' ' '	' '	
'No75'	'No47'	'ABC'	'2	T' 'A ->	B' 'C -	> A' ' '	

**Variante de reconexión No 4 circuito nuevo**

N1	N2	Ramal	Carga	TA	TF1	TF2
'No2'	'constr'	'ABC'	'2T'	'C -> B'	'A -> A'	'.'
'Ramales'	'Calle 3'	'ABC'	'2T'	'A -> C'	'C -> B'	'.'
'R-14-1'	'R-14-2'	'ABC'	'2T'	'A -> B'	'C -> C'	'.'
'No30'	'No31'	'ABC'	'3T'	'B -> C'	'C -> A'	'A -> B'
'No36'	'No37'	'ABC'	'2T'	'C -> B'	'A -> A'	'.'
'No36'	'No38'	'ABC'	'2T'	'A -> B'	'C -> C'	'.'
'R-omnib'	'Ómnibus'	'ABC'	'2T'	'B -> A'	'C -> B'	'.'
'No57'	'No59'	'ABC'	'1T'	'B -> C'	'.'	'.'
'No1'	'No3'	'ABC'	'2T'	'A -> C'	'C -> A'	'.'
'No62'	'No63'	'ABC'	'1T'	'B -> C'	'.'	'.'
'No65'	'No66'	'ABC'	'1T'	'B -> A'	'.'	'.'
'No75'	'No47'	'ABC'	'2T'	'A -> A'	'C -> B'	'.'

**Variante de reconexión No 5 circuito nuevo**

N1	N2	Ramal	Carga	TA	TF1	TF2
'No11'	'A.Minin'	'ABC'	'2T'	'C -> A'	'A -> B'	'.'
'Ramales'	'Calle 3'	'ABC'	'2T'	'A -> C'	'C -> B'	'.'
'R-14-1'	'R-14-2'	'ABC'	'2T'	'A -> B'	'C -> A'	'.'
'R-12-1'	'R-12-2'	'ABC'	'1T'	'A -> B'	'.'	'.'
'No36'	'No37'	'ABC'	'2T'	'C -> B'	'A -> A'	'.'
'R-omnib'	'Ómnibus'	'ABC'	'2T'	'B -> C'	'C -> A'	'.'
'No1'	'No3'	'ABC'	'2T'	'A -> C'	'C -> A'	'.'
'No62'	'No63'	'ABC'	'1T'	'B -> A'	'.'	'.'
'No63'	'No35'	'ABC'	'1T'	'B -> A'	'.'	'.'
'No65'	'No66'	'ABC'	'1T'	'B -> C'	'.'	'.'
'No62'	'No41'	'ABC'	'1T'	'C -> B'	'.'	'.'
'No75'	'No47'	'ABC'	'2T'	'A -> B'	'C -> A'	'.'

**Variante de reconexión No 6 circuito nuevo**

N1	N2	Ramal	Carga	TA	TF1	TF2
'No11'	'A.Minin'	'ABC'	'2T'	'C -> C'	'A -> B'	'.'
'Ramales'	'Calle 3'	'ABC'	'2T'	'A -> C'	'C -> A'	'.'
'R-14-1'	'R-14-2'	'ABC'	'2T'	'A -> B'	'C -> A'	'.'
'R-12-1'	'R-12-2'	'ABC'	'1T'	'A -> C'	'.'	'.'
'No30'	'No31'	'ABC'	'3T'	'B -> A'	'C -> B'	'A -> C'
'No36'	'No37'	'ABC'	'2T'	'C -> B'	'A -> A'	'.'
'No36'	'No38'	'ABC'	'2T'	'A -> B'	'C -> C'	'.'
'Entronq'	'ETECSA'	'ABC'	'3T'	'B -> A'	'C -> B'	'A -> C'
'No57'	'No59'	'ABC'	'1T'	'B -> A'	'.'	'.'
'No62'	'No63'	'ABC'	'1T'	'B -> C'	'.'	'.'
'No65'	'No66'	'ABC'	'1T'	'B -> C'	'.'	'.'
'No75'	'No47'	'ABC'	'2T'	'A -> B'	'C -> A'	'.'

**Variante de reconexión No 8 circuito nuevo**

N1	N2	Ramal	Carga	TA	TF1	TF2
'No11'	'A.Minin'	'ABC'	'2	T' 'C ->	C' 'A -	> B' ' '
'Ramales'	'Calle 3'	'ABC'	'2	T' 'A ->	B' 'C -	> C' ' '
'R-14-1'	'R-14-2'	'ABC'	'2	T' 'A ->	C' 'C -	> B' ' '
'R-14-2'	'R-14-3'	'CA ->	BC' '2	T' 'A ->	C' 'C -	> B' ' '
'R-14-3'	'No20'	'CA ->	BC' '1	T' 'C ->	B' ' '	' '
'No36'	'No37'	'ABC'	'2	T' 'C ->	B' 'A -	> C' ' '
'No36'	'No38'	'ABC'	'2	T' 'A ->	B' 'C -	> A' ' '
'R-omnib'	'Ómnibus'	'ABC'	'2	T' 'B ->	A' 'C -	> B' ' '
'No57'	'No59'	'ABC'	'1	T' 'B ->	C' ' '	' '
'No1'	'No3'	'ABC'	'2	T' 'A ->	C' 'C -	> B' ' '
'No62'	'No63'	'ABC'	'1	T' 'B ->	A' ' '	' '
'No63'	'No35'	'ABC'	'1	T' 'B ->	A' ' '	' '
'No65'	'No66'	'ABC'	'1	T' 'B ->	C' ' '	' '
'No62'	'No41'	'ABC'	'1	T' 'C ->	B' ' '	' '

**Variante de reconexión No 9 circuito nuevo**

N1	N2	Ramal	Carga	TA	TF1	TF2
'No2'	'constr'	'ABC'	'2T'	'C -> A'	'A -> B'	'.'
'No11'	'A.Minin'	'ABC'	'2T'	'C -> A'	'A -> B'	'.'
'Ramales'	'Calle 3'	'ABC'	'2T'	'A -> C'	'C -> A'	'.'
'R-14-1'	'R-14-2'	'ABC'	'2T'	'A -> C'	'C -> A'	'.'
'R-12-1'	'R-12-2'	'ABC'	'1T'	'A -> B'	'.'	'.'
'No30'	'No31'	'ABC'	'3T'	'B -> A'	'C -> B'	'A -> C'
'No36'	'No37'	'ABC'	'2T'	'C -> B'	'A -> A'	'.'
'No36'	'No38'	'ABC'	'2T'	'A -> B'	'C -> C'	'.'
'R-omnib'	'Ómnibus'	'ABC'	'2T'	'B -> C'	'C -> B'	'.'
'No57'	'No59'	'ABC'	'1T'	'B -> A'	'.'	'.'
'No62'	'No63'	'ABC'	'1T'	'B -> C'	'.'	'.'
'No62'	'No41'	'ABC'	'1T'	'C -> B'	'.'	'.'
'No75'	'No47'	'ABC'	'2T'	'A -> C'	'C -> A'	'.'

**Variante de reconexión No 10 circuito nuevo**

N1	N2	Ramal	Carga	TA	TF1	TF2	
'No2'	'constr'	'ABC'	'2	T' 'C ->	B' 'A -	> A' ' '	
'Ramales	'Calle 3'	'ABC'	'2	T' 'A ->	C' 'C -	> B' ' '	
'R-14-1'	'R-14-2'	'ABC'	'2	T' 'A ->	B' 'C -	> C' ' '	
'R-14-2'	'R-14-3'	'CA ->	AB' '2	T' 'A ->	B' 'C -	> A' ' '	
'R-14-3'	'No20'	'CA ->	AB' '1	T' 'C ->	A' ' '	' '	
'R-12-1'	'R-12-2'	'ABC'	'1	T' 'A ->	C' ' '	' '	
'No30'	'No31'	'ABC'	'3	T' 'B ->	C' 'C -	> A' 'A	-> B'
'No36'	'No37'	'ABC'	'2	T' 'C ->	A' 'A -	> B' ' '	
'No36'	'No38'	'ABC'	'2	T' 'A ->	B' 'C -	> A' ' '	
'R-omnib	'Ómnibus'	'ABC'	'2	T' 'B ->	C' 'C -	> A' ' '	
'No62'	'No63'	'ABC'	'1	T' 'B ->	C' ' '	' '	
'No63'	'No35'	'ABC'	'1	T' 'B ->	A' ' '	' '	
'No65'	'No66'	'ABC'	'1	T' 'B ->	C' ' '	' '	
'No62'	'No41'	'ABC'	'1	T' 'C ->	A' ' '	' '	
'No75'	'No47'	'ABC'	'2	T' 'A ->	B' 'C -	> C' ' '	

**Variante de reconexión No 11 circuito nuevo**

N1	N2	Ramal	Carga	TA	TF1	TF2
'No2'	'constr'	'ABC'	'2T'	'C -> B'	'A -> C'	'.'
'No11'	'A.Minin'	'ABC'	'2T'	'C -> C'	'A -> B'	'.'
'Ramales'	'Calle 3'	'ABC'	'2T'	'A -> C'	'C -> B'	'.'
'R-14-1'	'R-14-2'	'ABC'	'2T'	'A -> A'	'C -> B'	'.'
'R-12-1'	'R-12-2'	'ABC'	'1T'	'A -> B'	'.'	'.'
'No36'	'No37'	'ABC'	'2T'	'C -> B'	'A -> C'	'.'
'No36'	'No38'	'ABC'	'2T'	'A -> B'	'C -> A'	'.'
'Entronq'	'EETECSA'	'ABC'	'3T'	'B -> A'	'C -> B'	'A -> C'
'No57'	'No59'	'ABC'	'1T'	'B -> C'	'.'	'.'
'No62'	'No63'	'ABC'	'1T'	'B -> A'	'.'	'.'
'No65'	'No66'	'ABC'	'1T'	'B -> C'	'.'	'.'
'No62'	'No41'	'ABC'	'1T'	'C -> A'	'.'	'.'
'No4'	'No46'	'ABC'	'2T'	'B -> B'	'A -> C'	'.'
'No75'	'No47'	'ABC'	'2T'	'A -> C'	'C -> A'	'.'

**Variante de reconexión No 13 circuito nuevo**

N1	N2	Ramal	Carga	TA	TF1	TF2
'No2'	'constr'	'ABC'	'2T'	'C -> C'	'A -> B'	'.'
'No11'	'A.Minin'	'ABC'	'2T'	'C -> C'	'A -> B'	'.'
'Ramales'	'Calle 3'	'ABC'	'2T'	'A -> C'	'C -> B'	'.'
'R-14-1'	'R-14-2'	'ABC'	'2T'	'A -> B'	'C -> C'	'.'
'No36'	'No37'	'ABC'	'2T'	'C -> B'	'A -> C'	'.'
'No36'	'No38'	'ABC'	'2T'	'A -> B'	'C -> C'	'.'
'R-omnib'	'Ómnibus'	'ABC'	'2T'	'B -> A'	'C -> B'	'.'
'No57'	'No59'	'ABC'	'1T'	'B -> C'	'.'	'.'
'No1'	'No3'	'ABC'	'2T'	'A -> C'	'C -> A'	'.'
'No62'	'No63'	'ABC'	'1T'	'B -> A'	'.'	'.'
'No63'	'No35'	'ABC'	'1T'	'B -> A'	'.'	'.'
'No65'	'No66'	'ABC'	'1T'	'B -> C'	'.'	'.'
'No62'	'No41'	'ABC'	'1T'	'C -> B'	'.'	'.'
'No75'	'No47'	'ABC'	'2T'	'A -> B'	'C -> A'	'.'
'No76'	'No49'	'ABC'	'1T'	'C -> B'	'.'	'.'

**Variante de reconexión No 14 circuito nuevo**

N1	N2	Ramal	Carga	TA	TF1	TF2
'No2'	'constr'	'ABC'	'2T'	'C -> A'	'A -> B'	'.'
'No11'	'A.Minin'	'ABC'	'2T'	'C -> B'	'A -> A'	'.'
'Ramales'	'Calle 3'	'ABC'	'2T'	'A -> C'	'C -> B'	'.'
'R-14-1'	'R-14-2'	'ABC'	'2T'	'A -> A'	'C -> B'	'.'
'R-12-1'	'R-12-2'	'ABC'	'1T'	'A -> C'	'.'	'.'
'No36'	'No37'	'ABC'	'2T'	'C -> B'	'A -> C'	'.'
'No36'	'No38'	'ABC'	'2T'	'A -> B'	'C -> C'	'.'
'Entronq'	'ETECSA'	'ABC'	'3T'	'B -> A'	'C -> B'	'A -> C'
'R-omnib'	'Ómnibus'	'ABC'	'2T'	'B -> A'	'C -> B'	'.'
'No57'	'No59'	'ABC'	'1T'	'B -> C'	'.'	'.'
'No1'	'No3'	'ABC'	'2T'	'A -> B'	'C -> C'	'.'
'No62'	'No63'	'ABC'	'1T'	'B -> C'	'.'	'.'
'No65'	'No66'	'ABC'	'1T'	'B -> A'	'.'	'.'
'No62'	'No41'	'ABC'	'1T'	'C -> A'	'.'	'.'
'No75'	'No47'	'ABC'	'2T'	'A -> B'	'C -> C'	'.'

**Variante de reconexión No 17 circuito nuevo**

N1	N2	Ramal	Carga	TA	TF1	TF2
'No2'	'constr'	'ABC'	'2T'	'C -> B'	'A -> A'	'.'
'No11'	'A.Minin'	'ABC'	'2T'	'C -> A'	'A -> B'	'.'
'Ramales'	'Calle 3'	'ABC'	'2T'	'A -> B'	'C -> C'	'.'
'R-14-1'	'R-14-2'	'ABC'	'2T'	'A -> C'	'C -> A'	'.'
'R-12-1'	'R-12-2'	'ABC'	'1T'	'A -> B'	'.'	'.'
'No30'	'No31'	'ABC'	'3T'	'B -> C'	'C -> A'	'A -> B'
'No36'	'No37'	'ABC'	'2T'	'C -> B'	'A -> A'	'.'
'No36'	'No38'	'ABC'	'2T'	'A -> B'	'C -> A'	'.'
'R-omnib'	'Ómnibus'	'ABC'	'2T'	'B -> A'	'C -> B'	'.'
'No57'	'No59'	'ABC'	'1T'	'B -> C'	'.'	'.'
'No1'	'No3'	'ABC'	'2T'	'A -> C'	'C -> B'	'.'
'No62'	'No63'	'ABC'	'1T'	'B -> A'	'.'	'.'
'No65'	'No66'	'ABC'	'1T'	'B -> C'	'.'	'.'
'No62'	'No41'	'ABC'	'1T'	'C -> A'	'.'	'.'
'No75'	'No47'	'ABC'	'2T'	'A -> C'	'C -> A'	'.'
'No76'	'No49'	'ABC'	'1T'	'C -> A'	'.'	'.'

**Variante de reconexión No 20 circuito nuevo**

N1	N2	Ramal	Carga	TA	TF1	TF2
'No2'	'constr'	'ABC'	'2T'	'C -> B'	'A -> A'	'.'
'No11'	'A.Minin'	'ABC'	'2T'	'C -> B'	'A -> C'	'.'
'Ramales'	'Calle 3'	'ABC'	'2T'	'A -> C'	'C -> A'	'.'
'R-14-1'	'R-14-2'	'ABC'	'2T'	'A -> B'	'C -> C'	'.'
'R-12-1'	'R-12-2'	'ABC'	'1T'	'A -> B'	'.'	'.'
'No30'	'No31'	'ABC'	'3T'	'B -> A'	'C -> B'	'A -> C'
'No36'	'No37'	'ABC'	'2T'	'C -> A'	'A -> C'	'.'
'No36'	'No38'	'ABC'	'2T'	'A -> B'	'C -> C'	'.'
'R-omnib'	'Ómnibus'	'ABC'	'2T'	'B -> B'	'C -> A'	'.'
'No57'	'No59'	'ABC'	'1T'	'B -> C'	'.'	'.'
'No62'	'No63'	'ABC'	'1T'	'B -> C'	'.'	'.'
'No65'	'No66'	'ABC'	'1T'	'B -> A'	'.'	'.'
'No62'	'No41'	'ABC'	'1T'	'C -> A'	'.'	'.'
'No4'	'No46'	'ABC'	'2T'	'B -> C'	'A -> B'	'.'
'No75'	'No47'	'ABC'	'2T'	'A -> B'	'C -> A'	'.'
'No76'	'No49'	'ABC'	'1T'	'C -> B'	'.'	'.'
'No49'	'Jo.Club'	'ABC'	'1T'	'C -> A'	'.'	'.'