

UCLV
Universidad Central
"Marta Abreu" de Las Villas



FIE
Facultad de
Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética

TRABAJO DE DIPLOMA

Título: *Balanceo de los circuitos de distribución
primaria 4 y 144 de Santa Clara*

Autor: Jorge Alejandro Linares Jiménez

Tutor: Dr. C. Ignacio Pérez Abril

UCLV
Universidad Central
"Marta Abreu" de Las Villas



FIE
Facultad de
Ingeniería Eléctrica

Electroenergetic Department

DIPLOMA THESIS

Title: Balance of the primary distribution circuits 4
and 144 of Santa Clara

Author: Jorge Alejandro Linares Jiménez

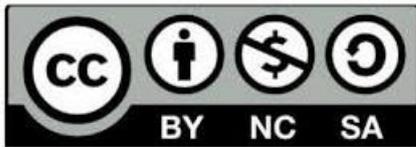
Thesis Director: Dr. C. Ignacio Pérez Abril

Santa Clara
Copyright©UCLV

Este documento es Propiedad Patrimonial de la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, y se encuentra depositado en los fondos de la Biblioteca Universitaria “Chiqui Gómez Lubian” subordinada a la Dirección de Información Científico Técnica de la mencionada casa de altos estudios.

Se autoriza su utilización bajo la licencia siguiente:

Atribución- No Comercial- Compartir Igual



Para cualquier información contacte con:

Dirección de Información Científico Técnica. Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas. Carretera a Camajuaní. Km 5½. Santa Clara. Villa Clara. Cuba. CP. 54 830

Teléfonos.: +53 01 42281503-1419

PENSAMIENTO

“Hay una fuerza motriz más poderosa que el vapor, la electricidad y la energía atómica, la voluntad.”

Albert Einstein

DEDICATORIA

Este trabajo lo dedico a mi mamá que siempre estuvo presente en todos los momentos de mi vida como estudiante, brindándome su amor y apoyo incondicional, a mi papa que en todo este tiempo siempre estuvo a mi lado en las buenos y malos momentos y a mi hermana la persona que me lleno de buenos consejos para ayudarme a tomar la decisión correcta y en general a toda mi familia que siempre estuvo al tanto de mi vida universitaria.

AGRADECIMIENTOS

Primeramente a toda mi familia por su apoyo y comprensión en especial a mi mamá q siempre estuvo presente en todo momento de mi vida.

A todos mis compañeros por toda la ayuda que me han ofrecido durante estos años.

A Sergio Ernesto, Landy Dueñas, Damián, Adiel y a todos los demás por los momentos increíbles que pasamos juntos en todo este tiempo.

A mis tutores Ignacio y Reinier por el tiempo y la paciencia que me tuvieron durante la realización de este trabajo.

A todos los que de alguna forma y otra me ayudaron a realizar esta investigación.

TAREA TÉCNICA

Para alcanzar los objetivos propuestos en este trabajo se deben llevar a cabo las siguientes tareas:

1. Realización de una búsqueda bibliográfica sobre el tema.
2. Obtención de datos mediante el celaje de varios circuitos de distribución primaria.
3. Elaboración de un procedimiento que permita la estimación y el ajuste de las cargas.
4. Estudio de las características del programa de balanceo.
5. Aplicación del programa de balanceo a los circuitos y selección de las variantes más adecuadas.
6. Implementación de las variantes seleccionadas en la práctica.
7. Realización de mediciones antes y después de la ejecución del balanceo.

Firma del Autor

Firma del Tutor

RESUMEN

Los circuitos de distribución primaria se encuentran entre las redes trifásicas más desbalanceadas, esto se debe fundamentalmente a la distribución de cargas monofásicas no equilibradas a lo largo de la red y al uso de ramales de una o dos fases y neutro. Si el circuito opera en condiciones de desbalance, se incrementan las pérdidas de energía en los alimentadores primarios y se produce la circulación de elevadas corrientes por el conductor neutro en condiciones normales de operación, lo que dificulta la detección de las fallas a tierra por los dispositivos de protección. El objetivo del presente trabajo, consiste en utilizar el programa para el balance de fases basado en el algoritmo genético NSGA-II, para reducir la circulación de corriente por el conductor neutro y minimizar las pérdidas de energía a lo largo del circuito de distribución primaria, realizando las reconexiones mínimas necesarias de los ramales de una o dos fases y neutro y de los transformadores de distribución monofásicos. En dos circuitos de la ciudad de Santa Clara, realizando las reconexiones mínimas necesarias de los ramales de una o dos fases y neutro y de los transformadores de distribución monofásicos.

TABLA DE CONTENIDOS

PENSAMIENTO	6
DEDICATORIA	7
AGRADECIMIENTOS.....	8
TAREA TÉCNICA	9
RESUMEN	10
TABLA DE CONTENIDOS	11
INTRODUCCIÓN.....	13
CAPÍTULO 1. DESBALANCE EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA.....	3
1.1 Características de los circuitos de distribución primaria.....	3
1.1.1 Características de los circuitos radiales.....	3
1.1.2 Características de los circuitos lazo	5
1.1.3 Características de los circuitos en malla.	6
1.1.4 Circuitos de distribución asimétricos	6
1.2 Características de los circuitos de distribución en Cuba	7
1.3 Definiciones de desbalance	8
1.3.1 Definición de la NEMA.....	8
1.3.2 Definición de la IEEE	9
1.3.3 Definición de la IEC.....	9
1.4 Causas del desbalance.....	10
1.5 Desbalance y sus efectos.....	10
1.6 Valores permisibles de desbalance	10
1.7 Situación actual del desbalance en Santa Clara.	11
CAPÍTULO 2. PROGRAMA PARA EL BALANCEO DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA	16
2.1 Introducción	16
2.2 Formulación del problema	18
2.2.1 Variables independientes	18
2.2.2 Funciones objetivo.....	21
2.3 Implementación del NSGA-II.....	24
2.3.1 Representación de las variables (cromosoma)	24
2.3.2 Cálculo de las funciones objetivo.....	25
2.4 Procedimiento de estimación de cargas	25

2.4.1 Ajuste de las cargas.....	26
2.4.2 Algoritmo de ajuste de las cargas.....	31
2.4.3 Algoritmo de estimación	32
CAPÍTULO 3: RESULTADOS DEL BALANCEO DE LOS CIRCUITOS SELECCIONADOS	54
3.1 Introducción	54
3.2 Análisis del Circuito 4.....	55
3.3 Análisis del Circuito 144.....	60
CONCLUSIONES.....	66
RECOMENDACIONES.....	67
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	68
ANEXOS	71
Anexo 1: Planos actualizados de los circuitos.....	71
Anexo 2: Alimentación de los circuitos.....	73

INTRODUCCIÓN

Para que un circuito de distribución sea eficiente se debe tener en cuenta varios aspectos: el estado de los conductores, de sus empalmes, el calibre de estos, que los transformadores y los bancos de transformadores no estén sobrecargados ni subcargados y sus aterramientos se encuentren en buen estado. El desbalance de estos circuitos debe ser el mínimo posible ya que esto influye negativamente en varios aspectos del circuito de distribución primaria, directa e indirectamente como son en las pérdidas de potencia activa, en las pérdidas de energía, en las caídas de voltajes, en las protecciones entre otras.

La operación más eficiente de un circuito trifásico de distribución primaria se logra cuando la carga se encuentra igualmente balanceada entre las tres fases, a lo largo de todo el circuito y durante las 24 horas del día, esto desde el punto de vista operativo se puede considerar como prácticamente imposible de lograr [1].

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. Se considera que estos tipos de circuitos son los que exhiben un mayor desbalance en el Sistema Electroenergético Nacional (SEN). [2]

La existencia de cargas desbalanceadas provoca un desequilibrio entre las corrientes de fase, esto a su vez conlleva a un incremento de las pérdidas de potencia y energía en toda la longitud del circuito, al mismo tiempo que empobrece la calidad de la energía servida, al contribuir al desbalance de los voltajes en los distintos nodos de la red.

Además, el desbalance puede provocar que en condiciones normales de operación circule una elevada corriente por el conductor neutro, lo que puede ocasionar la operación incorrecta de los dispositivos de protección [3].

Este nivel de desbalance fue comprobado con ayuda de las mediciones realizadas por los interruptores NULEC de la provincia de Villa Clara en los circuitos 4 y 144.

Investigaciones realizadas anteriormente por alumnos y profesores han demostrado la existencia de un desbalance considerable en varios circuitos de distribución primaria, algunos de los resultados obtenidos siguen aún sin una adecuada aplicación práctica.

El balance de las redes de distribución primaria se puede considerar como un problema muy actual en nuestro país y se relaciona fundamentalmente con la necesidad del ahorro de energía y la mejora de la calidad del servicio eléctrico.

Pero, actualmente no se dispone de una prueba conclusiva sobre la efectividad del programa de balanceo en un número considerable de circuitos. En este sentido se plantea como problema de investigación: ¿Cómo lograr el balanceo efectivo de los circuitos de distribución primaria en Villa Clara?

De acuerdo al problema de investigación, se traza como objetivo general:

- ✓ Balancear las líneas de distribución primaria en varios circuitos de Santa Clara mediante la ayuda de herramientas computacionales como el Radial y el NSGA-II.

Para dar cumplimiento al mismo, se declaran como objetivos específicos:

1. Obtener los datos necesarios mediante el celaje de los circuitos de estudio.
2. Elaborar un procedimiento que permita la estimación y el ajuste de las cargas.
3. Aplicar el programa de balanceo a varios circuitos y seleccionar las variantes más adecuadas.
4. Implementar los cambios propuestos por el programa.
5. Realizar mediciones antes y después de implementar dichos cambios.

El informe de la investigación se estructura en introducción, capitulario, conclusiones, bibliografía y anexos. En la introducción se dejará definida la importancia, actualidad y necesidad del tema que se aborda y se dejarán

explícitos los elementos del diseño teórico. En el primer capítulo se realiza un acercamiento a las características de los circuitos de distribución primaria, al problema del desbalance y sus efectos negativos y se describe la situación real en que se encuentra el desbalance en los circuitos analizados. En el segundo capítulo se describen las principales características del programa de balanceo mediante NSGA-II y se aborda lo referente al programa de estimación de cargas y en el tercer capítulo se describe brevemente cada uno de los circuitos, se le aplica el balanceo a cada uno de ellos y posteriormente se muestran los resultados obtenidos. Finalmente, se presentan las conclusiones de la investigación desarrollada y las recomendaciones para trabajos futuros.

CAPÍTULO 1. DESBALANCE EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

Los sistemas electroenergéticos se componen generalmente de cuatro subsistemas o partes fundamentales: generación, transmisión, subtransmisión y distribución, que a su vez se divide en distribución primaria y distribución secundaria. En el presente trabajo se abordará lo relacionado con la distribución primaria, en particular, sus características fundamentales y al fenómeno del desbalance que se presenta con mucha frecuencia en este tipo de redes, y provoca serios problemas que dificultan la operación adecuada de las mismas.

1.1 Características de los circuitos de distribución primaria

Las redes de distribución primaria pueden tomar diferentes formas dependiendo de las características de la carga a servir, existiendo, sin embargo, varios principios comunes que deben cumplir y que las diferencian de otros tipos de redes. A continuación, se exponen algunos de ellos:

- ✓ topologías radiales
- ✓ múltiples conexiones (monofásicas, bifásicas, etc.)
- ✓ cargas de distinta naturaleza
- ✓ alta razón R/X (líneas de resistencias comparables a las reactancias)
- ✓ líneas sin transposiciones [4].

1.1.1 Características de los circuitos radiales.

Un circuito primario radial (red radial) es aquel que partiendo de un punto de alimentación (planta, subestación, etc.), recorre una determinada región, cubriendo la demanda eléctrica de esta. La red radial está constituida por la línea propiamente dicha, los ramales y subramales. Su característica eléctrica fundamental es la presencia de un solo punto de alimentación y la ausencia de caminos cerrados.

Ventajas:

- ✓ Redes muy sencillas en su instalación y en las protecciones eléctricas.
- ✓ Bajo costo inicial; de inversiones (relativamente).

Desventajas:

- ✓ Falta de continuidad de los servicios antes perturbaciones y fallas (se puede minimizar esta situación instalando recierre, con lo que si la falla es temporal puede resolverse la situación). Debe saberse que más del 80% en las fallas en las líneas aéreas son temporales y pueden desaparecer. [2]
- ✓ Mala regulación de voltaje.

La configuración de un circuito radial puede presentar diversas variantes, entre las cuales se encuentran:

- ✓ Alimentador único.
- ✓ Lazo abierto.

Alimentador único: toda la energía requerida por los circuitos laterales y secundarios es suministrada por un único alimentador que parte desde la subestación. Si por alguna razón, dicho alimentador quedara fuera de servicio (falla, mantenimiento, etc.), todas las cargas alimentadas por este se verían afectadas. La figura 1.1 muestra la configuración de alimentador único simple y ramificado.

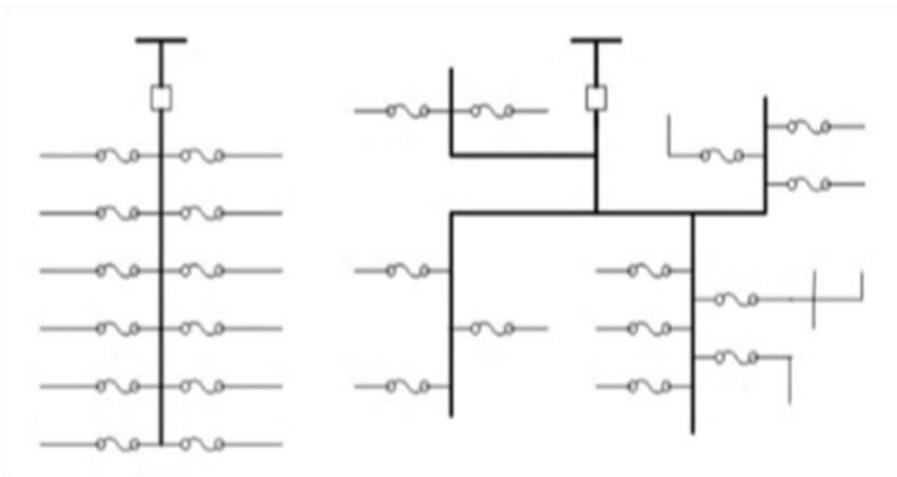


Figura 1.1: Configuración alimentador único (simple y ramificado).

Lazo abierto: dos alimentadores que parten de la misma subestación y que están unidos en sus extremos por un seccionador que se encuentra normalmente abierto. Los circuitos están operados radialmente, pero si ocurre una falla en uno de los circuitos, los interruptores del lazo, permiten restaurar algunas porciones del circuito rápidamente. Normalmente, estos interruptores se operan manualmente, pero algunas utilidades usan interruptores automatizados para

realizar estos funcionamientos automáticamente. [5]. En la figura 1.2 se muestra esta configuración.

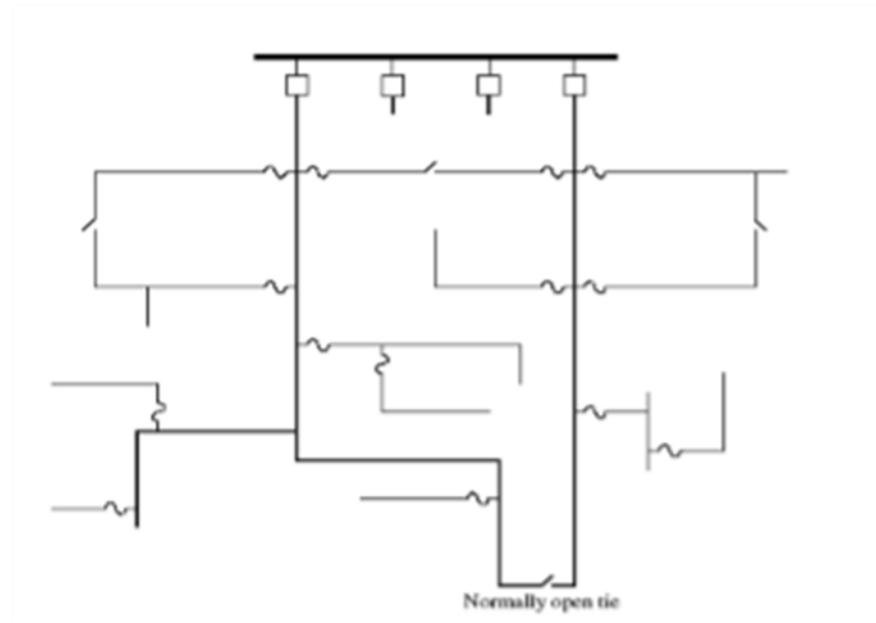


Figura: 1.2 Configuración lazo abierto.

1.1.2 Características de los circuitos lazo

El esquema del circuito primario en lazo brinda un servicio más fiable, que a veces es ofrecido para las cargas críticas como los hospitales. En la figura 1.3 se muestra un ejemplo de un circuito primario en lazo. Si cualquier parte del circuito primario falla, todos los clientes críticos pueden seguir siendo alimentados por la reconfiguración de los interruptores del transformador. Las ventajas de estos sistemas son: buena regulación de voltaje y alta confiabilidad de servicio. [6], y las principales desventajas de las redes en lazo con respecto a las radiales radican en sus mayores inversiones iniciales y en la mayor complejidad de su sistema de protecciones [7].

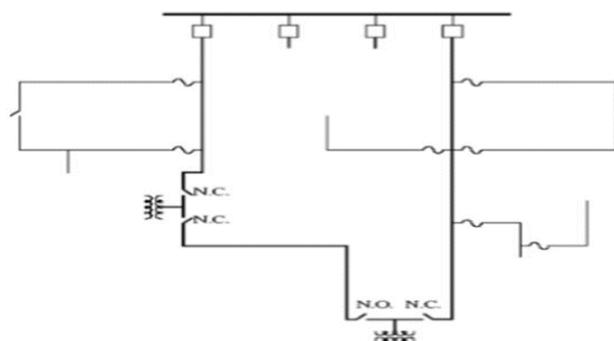


Figura: 1.3: Configuración lazo.

1.1.3 Características de los circuitos en malla.

Los circuitos en malla son mayormente utilizados en zonas densamente pobladas, donde los consumidores requieren un alto grado de fiabilidad en el suministro de energía eléctrica. Los más comunes son la malla de las redes secundarias que estas se forman interconectando todos los transformadores usados en la distribución de forma que prácticamente cada transformador contribuya a todas las cargas en alguna medida; en este caso los transformadores son trifásicos conectados en estrella sólidamente aterrada con voltajes de 120/208 V. Esta red ofrece una alta confiabilidad en el servicio, otra de sus ventajas es su excelente regulación de voltaje, muy superior a la de los demás circuitos antes analizados, pero es el más costoso[8].

Como ejemplo de este sistema en nuestro país podemos citar la red de distribución secundaria existente en el área central de la ciudad de La Habana.

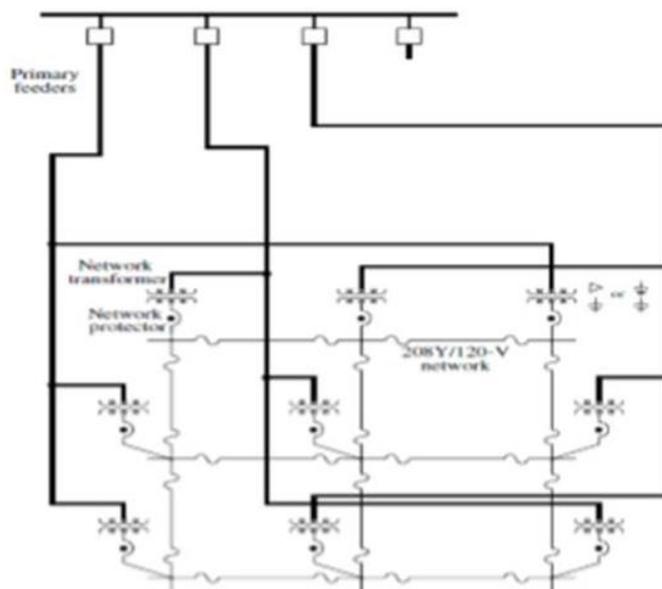


Figura 1.4 Ejemplo de un sistema de distribución de secundario enmallado.

1.1.4 Circuitos de distribución asimétricos

En las redes de distribución primaria frecuentemente se construyen ramales para dar servicio a determinadas cargas pequeñas, y estos suelen ser generalmente monofásicos y bifásicos que alimentan bancos de uno y dos transformadores. El comportamiento de estas líneas es un tanto diferente al de las líneas trifásicas.

Los circuitos asimétricos están entrelazados con el problema del desbalance ya que la fase o fases que van hacia la carga se desbalancean en el nodo de donde

sale y si no se tiene en cuenta para las próximas derivaciones ocurrirá un desbalance por todo el circuito. [9]

1.2 Características de los circuitos de distribución en Cuba

El diseño de distribución cubano es muy similar al norteamericano. Este está conformado por los elementos de potencia que transportan la energía eléctrica desde los puntos de entrega del sistema de subtransmisión hasta los usuarios finales. En este proceso las subestaciones de distribución juegan un papel importante, pues son las encargadas de transformar los voltajes de subtransmisión (34,5 kV) a los niveles de tensión utilizados en distribución primaria. Los circuitos de distribución primaria que parten de dichas subestaciones, se encargan de recibir esta energía y entregarla a los usuarios a los niveles de tensión establecidos, con una adecuada continuidad y calidad de suministro, según las necesidades específicas de cada cliente.

En nuestro país los circuitos de distribución son circuitos radiales trifásicos de 13,8 kV ó 4,16 kV (este último está casi en extinción). Estos circuitos parten de los transformadores de las subestaciones con una configuración trifásica, que en su curso pueden convertirse en ramales monofásicos o bifásicos según la necesidad. En términos generales las pérdidas de distribución se producen por desbalances y sobre cargas 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. [9]

El tipo de banco de transformador a utilizar, depende de las proporciones de cargas monofásicas y trifásicas que se deben servir, por lo que pueden presentarse los siguientes casos:

a) Bancos de un transformador: Se emplean para dar servicio a cargas monofásicas (conexión de fase a neutro o entre fases).

b) Bancos de dos transformadores: Se usan para servir cargas mixtas con las monofásicas mayoritarias (conexión estrella abierta-delta abierta, o delta abierta-delta abierta).

c) Bancos de tres transformadores: se utilizan para alimentar cargas mixtas con cargas trifásicas predominantes (conexión estrella-delta o delta-delta).

En todos los casos se producen desbalances de corriente en las fases. Por otro lado, como los transformadores de distribución no pueden cambiar el tap bajo carga, el voltaje por secundario varía según lo hace el del primario, y la demanda del banco dependerá de las características de voltaje de las cargas asociadas al mismo [10].

1.3 Definiciones de desbalance

El desbalance puede ser definido usando componentes simétricas como la relación de la componente de secuencia cero o la componente de secuencia negativa con la componente de secuencia positiva, expresada en porcentaje.

El desbalance de una variable trifásica es una condición en la que las tres fases presentan diferencias en el módulo y/o desplazamientos angulares entre fases distintas de 120 grados eléctricos[11].

Las fuentes más comunes del desbalance de tensiones son las cargas monofásicas conectadas en circuitos trifásicos, los transformadores conectados en delta abierta, fallas de aislamiento en conductores no detectadas. Se recomienda que el desequilibrio de tensiones sea menor al 2%.

A lo largo de los años, varias instituciones internacionales han propuesto diferentes métodos y simplificaciones para determinar el desbalance en los sistemas eléctricos. A continuación, se exponen algunas de las definiciones aportadas por estas instituciones

1.3.1 Definición de la NEMA

La definición de la NEMA (*National Electric Manufacturing Association*) [12] sobre desbalance de voltaje, conocida también como índice de desbalance de voltaje de línea (LVUR), es dada por:

$$\%LVUR = \frac{\text{desviación máxima del voltaje de línea promedio}}{\text{voltaje de línea promedio}} * 100 \quad (1.1)$$

Donde la desviación máxima del voltaje de línea promedio se determina mediante la siguiente expresión:

$$DesmáxV_{linprom} = \text{Máx} [|V_{ab} - V_{prom}|, |V_{bc} - V_{prom}|, |V_{ca} - V_{prom}|] \quad (1.2)$$

El voltaje de línea promedio se determina como:

$$V_{lineapromedio} = \frac{V_{ab} + V_{bc} + V_{ca}}{3} \quad (1.3)$$

Esta definición aportada por la NEMA solo trabaja con magnitudes, los ángulos de fase no se toman en cuenta.

1.3.2 Definición de la IEEE

La definición de la IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) [13] sobre desbalance de voltaje, conocida también como índice de desbalance de voltaje de fase (PVUR), es dada por:

$$\%PVUR = \frac{\text{desviación máxima del voltaje de fase promedio}}{\text{volateje de fase promedio}} * 100 \quad (1.4)$$

La IEEE usa la misma definición que la NEMA, diferenciándose en que la IEEE usa voltajes de fase en lugar de voltajes de línea a línea. Los ángulos de fase son despreciados y se consideran solamente las magnitudes.

1.3.3 Definición de la IEC

La IEC (*International Electrotechnical Commission*) de acuerdo a lo expresado en su norma 61000-4-30 [15], define el desbalance de tensión utilizando el método de las componentes simétricas, como la magnitud de la relación entre la componente de secuencia negativa con respecto a la componente de secuencia positiva expresado en por ciento.

$$VUF = \frac{V_2}{V_1} * 100 \quad (1.5)$$

- V_2 voltaje de secuencia negativa
- V_1 voltaje de secuencia positiva

El voltaje V_2 se determina mediante la siguiente expresión:

$$V_2 = 100 * \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (1.6)$$

β se calcula como:

$$\beta = \frac{U_{abfund}^4 + U_{bcfund}^4 + U_{cafund}^4}{(U_{abfund}^2 + U_{bcfund}^2 + U_{cafund}^2)^2} \quad (1.7)$$

Donde las tensiones U_{ijfund} corresponden a la componente fundamental de la tensión entre la fase i y la fase j .

1.4 Causas del desbalance

El principal motivo para la existencia de redes trifásicas desbalanceadas lo constituye la distribución de cargas monofásicas no equilibradas a lo largo de la red, debido a que estas cargas varían su comportamiento dependiendo de la hora del día [16].

Existen otras causas que provocan desbalances en estas redes y deben ser consideradas, entre estas se encuentran: la transposición incompleta de líneas, transformadores conectados en delta-abierta o estrella-abierta, impedancias asimétricas en las redes de alimentación, fallas monofásicas, desperfectos en empalmes, uniones o contactos y asimetrías propias de las fuentes de suministro eléctrico [17].

1.5 Desbalance y sus efectos

El desbalance trae consigo la limitación de la capacidad de carga y sobreestimación de capacidades en el diseño. En caso de voltajes desbalanceados pueden dar lugar a efectos nocivos sobre los equipos y sobre el sistema de energía como ejemplo tenemos: motores de inducción, convertidores electrónicos de potencia y accionamientos de velocidad variable (ASD).

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.

Bajo condiciones de desbalance, el sistema de energía incurrirá en mayores pérdidas y efectos térmicos y será menos estable [18].

1.6 Valores permisibles de desbalance

Varias instituciones internacionales han emitido criterios sobre los límites recomendados para el desbalance de tensión en los sistemas eléctricos. La norma europea EN 50160 [19] establece que, tanto para baja tensión como para media tensión, en condiciones normales de explotación, para cada período de una semana, el 95% de los valores eficaces promediados en 10 minutos de la

componente inversa de la tensión de alimentación, debe situarse entre el 0 y el 2% de la componente directa. Se establece la salvedad, en baja tensión, que para algunas regiones equipadas con líneas parcialmente monofásicas o bifásicas, los desequilibrios pueden alcanzar el 3% en los puntos de suministros trifásicos. La norma IEC 61000-2-2 [20], al igual que la norma IEEE 1159, recomiendan que el índice de desbalance en un sistema de suministro eléctrico no debe superar el 2%. La NEMA en su norma MG1-1993 "motores y generadores" recomienda que para desbalances de voltaje mayores al 1% del voltaje, los motores de inducción deberían ser redimensionados [12]. La ANSI (*American National Standards Institute*) en su norma C84.1-1995 [21] recomienda que los sistemas de suministro eléctrico deben ser diseñados y operados para limitar el desbalance máximo de voltaje al 3%. Los valores establecidos por estas normas internacionales, se adoptan en la mayoría de los países. En nuestro país existe la norma cubana NC 365: 2011 [22], dicha norma se rige por la norma IEC 60038: 2009 y de forma general plantea que: los sistemas de suministro eléctrico deberán ser diseñados y operados para limitar el desbalance de tensión (fase con mayor desviación con respecto a la tensión promedio/tensión promedio de las fases) al 2% medido en los terminales de entrega del suministro en régimen de vacío.

1.7 Situación actual del desbalance en Santa Clara.

En los circuitos del municipio de Santa Clara, existe un desbalance considerable que se pudiera reducir con la aplicación del algoritmo que demostraremos en los próximos capítulos.

Para demostrar lo anteriormente expuesto, hemos utilizado las lecturas de los NULEC y los RELÉ de distintos circuitos primarios de Santa Clara (4 y 144) a los cuales se les ha calculado el desbalance definido por la NEMA (Desbalance NEMA o %NEMA) y el % de la corriente por neutro (%I_n) que actualmente circula por estos circuitos:

$$Desbalance\ NEMA = \frac{Máx[|I_a - I_{prom}|, |I_b - I_{prom}|, |I_c - I_{prom}|]}{I_{prom}} * 100 \quad (1.8)$$

$$I_{prom} = \frac{I_a + I_b + I_c}{3} \quad (1.9)$$

$$\% I_n = \frac{I_n}{I_{prom}} * 100 \quad (1.10)$$

Donde:

$\text{Máx}[|I_a - I_{\text{prom}}|, |I_b - I_{\text{prom}}|, |I_c - I_{\text{prom}}|]$ es el valor máximo de la diferencia entre las corrientes de fase y la corriente promedio.

I_n -corriente por el conductor neutro.

Con el uso de las expresiones anteriores y los datos obtenidos a partir de los interruptores principales, se puede determinar el desbalance definido por la NEMA y el porcentaje de corriente por el conductor neutro, para diferentes estados de operación de los circuitos. Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 1.1.

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

Circuito	Estado	Ia (A)	Ib (A)	Ic (A)	%NEMA	%In
4	Medio	164	159	162	4	23
	Máximo	265			7	31
144	Medio	112	128	173	25	42
	Máximo	204	215	310	30	51

En las figuras de la 1.4 a la 1.5 se puede apreciar el comportamiento que presentan en un día promedio el desbalance definido por la NEMA(%NEMA) y el porcentaje de corriente por el conductor neutro (%In) en los cuatro circuitos de distribución primaria analizados.

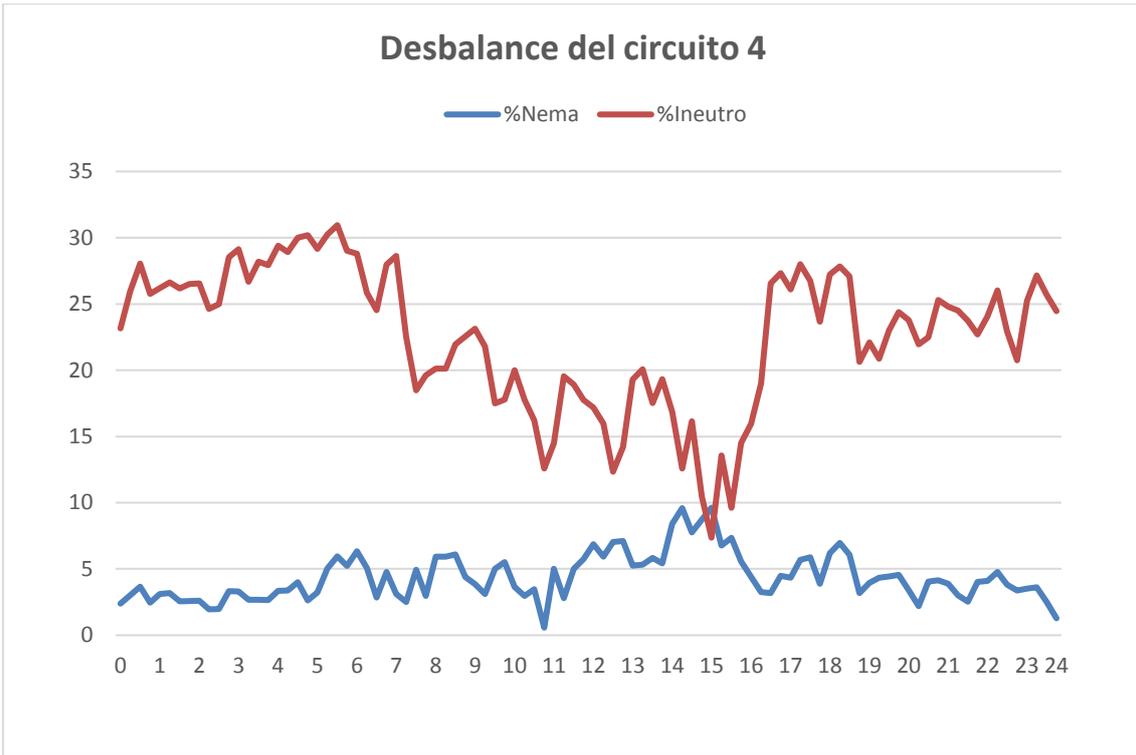


Figura 1.4: Comportamiento del %NEMA y %In en el circuito 4.

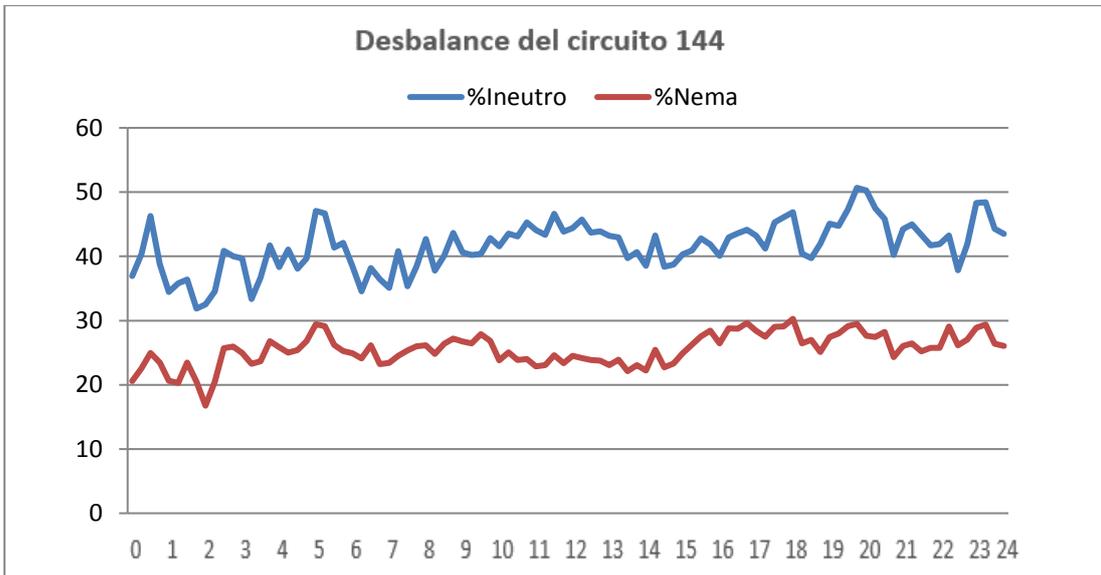


Figura 1.5: Comportamiento del %NEMA y %In en el circuito 144.

En las figuras anteriores se puede observar que en los circuitos de distribución primaria analizados (4 y 144) los niveles de desbalance son bastante elevados, observándose un mayor desbalance en el circuito 4 con respecto al 144 estando ambos por encima de los niveles recomendados por las diferentes instituciones internacionales.

CAPÍTULO 2. PROGRAMA PARA EL BALANCEO DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

En el presente capítulo, se realiza un acercamiento a las principales características del programa de balanceo de circuitos de distribución primaria mediante el algoritmo genético NSGA-II, y debido a su gran importancia, se describe el procedimiento utilizado para realizar la estimación de las cargas eléctricas suministradas por los distintos transformadores del circuito.

2.1 Introducción

El desbalance de las corrientes de fase produce dos problemas fundamentales en los circuitos: las pérdidas de potencia y energía en los conductores primarios de fase o neutro se incrementan y la presencia de una alta corriente en el neutro en operación normal complica la detección de las fallas a tierra por las protecciones de sobre-corriente de tierra. Pueden aplicarse dos estrategias estas son: la reconfiguración y el balance de fases. La reconfiguración consiste en el cambio de la topología del circuito mediante la apertura o cierre de desconectivos, mientras que el balance de fases se refiere a la redistribución de las cargas entre las fases del circuito para mejorar el equilibrio entre estas.

Los circuitos de distribución siempre están protegidos en la subestación, no obstante, otras protecciones pueden ubicarse aguas abajo en algunas secciones o ramales del circuito. Adicionalmente, un circuito, o algunas secciones del mismo, pueden ser suministrados desde otro circuito adyacente en condiciones de emergencia. En todos los puntos donde exista una protección de falla a tierra, se debe reducir al mínimo la corriente de desbalance considerando todas las condiciones de operación posibles que pueden cambiar la topología del circuito. Normalmente, la reconexión de un reducido número de ramales o de transformadores de distribución puede mejorar grandemente el balance de fases en los puntos de interés y reducir las pérdidas de energía en los conductores primarios [23].

Buscando tanto el balance de las corrientes como la reducción de las pérdidas, se utiliza un algoritmo genético para optimizar la reconexión de los transformadores de distribución al circuito primario [24], pero el número de reconexiones resultante puede ser muy alto para que tenga utilidad práctica.

En [25], se propone un algoritmo de búsqueda heurística para ajustar el arreglo de conexiones de los ramales a las fases del circuito primario, pero solo se considera la minimización del desbalance en cada segmento de línea.

Otra aplicación de simulación del recocido se presenta en [26], este acercamiento combina el balance de las fases con la reconfiguración del circuito.

Un sistema experto para obtener la estrategia de balanceo se propone [27] con el objetivo de reducir la corriente de neutro y de esta forma evitar el disparo indeseado de la protección de sobre-corriente de tierra.

En [28 – 29], se utiliza un algoritmo inmune para derivar la estrategia de reconexión para los ramales y transformadores de distribución con el objetivo de mejorar el balance de las corrientes de fase del circuito. El problema se formula con una función objetivo multiobjetivo que considera la minimización del desbalance, de las interrupciones del servicio y del costo de las operaciones de reconexión.

El balanceo de fases se realiza en [30] por una técnica de calentamiento de partículas. La función multiobjetivo utilizada considera: la corriente de neutro, el costo de las reconexiones, las caídas de tensión y las pérdidas en las líneas.

En [31] se presentó una contribución previa para el problema de balanceo. En este acercamiento se utilizó un algoritmo genético para minimizar las pérdidas de energía en los conductores primarios al tiempo que la corriente de neutro se reducía a un nivel aceptable.

Esta aproximación previa ha sido aplicada exitosamente en sistemas de distribución, reales, pero con el propósito de obtener el mínimo de reconexiones de los ramales y transformadores de distribución, se utilizó cíclicamente el algoritmo genético, lo que incrementó la complejidad del algoritmo y el tiempo de cálculo de las soluciones.

Teniendo en cuenta los avances en métodos de optimización multiobjetivo, el presente trabajo implementa una aplicación del método NSGA-II [32] para el problema del balanceo, la cual determina las mínimas operaciones de reconexión de ramales y transformadores de distribución que minimicen ambos objetivos: las

pérdidas de energía en el circuito primario y la máxima corriente de neutro del circuito.

La aplicación de NSGA-II presentada ha mostrado un comportamiento muy exitoso en la optimización del balanceo de circuitos. El tiempo de cálculo se ha reducido a menos de un 10% con respecto a la aplicación original. Un ejemplo de prueba con todos sus datos muestra las posibilidades del presente programa.

2.2 Formulación del problema

Para formular el problema de optimización del balance de fases, deben definirse las variables independientes y las funciones objetivo del problema.

2.2.1 Variables independientes

Las variables independientes de este problema son las conexiones a las fases del circuito primario de: los ramales de dos fases y neutro, los ramales de una fase y neutro, los bancos trifásicos de dos o tres transformadores monofásicos y los transformadores monofásicos de distribución. La determinación de las corrientes en los terminales primarios de los distintos bancos de transformadores o transformadores de distribución se desarrolla seguidamente.

Los bancos de tres transformadores (3T) generalmente utilizan la conexión (Y- Δ) como se muestra en la figura 2.1.

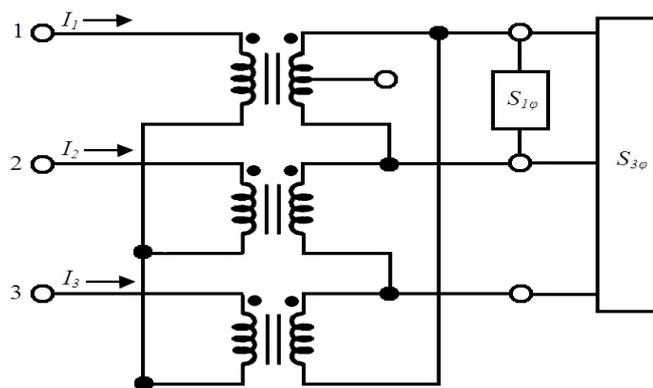


Figura 2.1: Banco de transformadores con conexión Y- Δ .

La carga monofásica de 120/240V ($S_{1\phi}$) se alimenta por el transformador de alumbrado mientras que dos transformadores de fuerza iguales completan el banco para suministrar la carga trifásica de 240 V ($S_{3\phi}$). Para simplificar el análisis, la carga monofásica se considera distribuida entre los dos secundarios

del transformador de alumbrado.

De la figura 2.1, las tensiones de línea en el secundario están en fase con las tensiones de fase en el primario (V_{1n} , V_{2n} y V_{3n}). Entonces, aplicando el principio de superposición, las corrientes primarias (I_1 , I_2 , I_3) se obtienen mediante:

$$\begin{aligned} I_1 &= +\frac{2}{3}(S_{1\phi}/V_{1n})^* + \frac{1}{3}(S_{3\phi}/V_{1n})^* \\ I_2 &= -\frac{1}{3}(S_{1\phi}/V_{1n})^* + \frac{1}{3}(S_{3\phi}/V_{2n})^* \\ I_3 &= -\frac{1}{3}(S_{1\phi}/V_{1n})^* + \frac{1}{3}(S_{3\phi}/V_{3n})^* \end{aligned} \quad (2.1)$$

Los bancos de dos transformadores (2T) utilizan la conexión (Y abierta - Δ abierta) como se muestra en la figura 2.2.

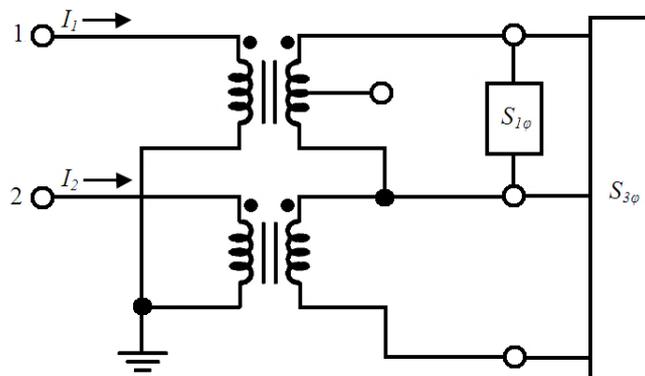


Figura 2.2: Banco de transformadores con conexión Y abierta - Δ abierta.

La carga monofásica de 120/240 V se alimenta del transformador de alumbrado mientras que un solo transformador de fuerza completa el banco para suministrar la carga trifásica de 240 V.

Las corrientes del primario (I_1 , I_2 , I_3) se obtienen de:

$$\begin{aligned} I_1 &= \frac{1}{3}(S_{3\phi}/V_{1n} - S_{3\phi}/V_{3n})^* + (S_{1\phi}/V_{1n})^* \\ I_2 &= \frac{1}{3}(S_{3\phi}/V_{2n} - S_{3\phi}/V_{3n})^* \\ I_3 &= 0 \end{aligned} \quad (2.2)$$

Los transformadores monofásicos de distribución (1T) suministran solo carga monofásica de 120/240 V. En este caso solo existe el terminal 1 y:

$$\begin{aligned}
 I_1 &= (S_{1\phi}/V_{1n})^* \\
 I_2 &= 0 \\
 I_3 &= 0
 \end{aligned}
 \tag{2.3}$$

En la tabla 2.1 se muestra un resumen para el cálculo de las corrientes en los terminales primarios de los distintos bancos de transformadores.

Tabla 2.1 Corrientes en el primario de los transformadores.

Corrientes	Banco de tres transformadores	Banco de dos transformadores	Transformador monofásico
I_1	$+\frac{2}{3}\left(\frac{S_{1\phi}}{V_{1n}}\right)^* + \frac{1}{3}\left(\frac{S_{3\phi}}{V_{1n}}\right)^*$	$\frac{1}{3}\left(\frac{S_{3\phi}}{V_{1n}} - \frac{S_{3\phi}}{V_{3n}}\right)^* + \left(\frac{S_{1\phi}}{V_{1n}}\right)^*$	$\left(\frac{S_{1\phi}}{V_{1n}}\right)^*$
I_2	$-\frac{1}{3}\left(\frac{S_{1\phi}}{V_{1n}}\right)^* + \frac{1}{3}\left(\frac{S_{3\phi}}{V_{2n}}\right)^*$	$\frac{1}{3}\left(\frac{S_{3\phi}}{V_{2n}} - \frac{S_{3\phi}}{V_{3n}}\right)^*$	0
I_3	$-\frac{1}{3}\left(\frac{S_{1\phi}}{V_{1n}}\right)^* + \frac{1}{3}\left(\frac{S_{3\phi}}{V_{3n}}\right)^*$	0	0

En forma general, el circuito de distribución contiene (N_{lat}) ramales de dos fases y neutro y de una fase y neutro, así como (N_{trf}) bancos trifásicos de transformadores monofásicos y transformadores monofásicos de distribución cuyos terminales 1, 2, 3 pueden conectarse según resume la tabla 2.2.

Tabla 2.2 Posibles conexiones de ramales y transformadores.

Elementos	Fases disponibles en el circuito			
	ABC	AB	BC	CA
Ramales de dos fases y neutro	AB, BC, CA			
Ramales de una fase y neutro	A, B, C	A, B	B, C	C, A
Bancos de tres transformadores	ABC, BCA, CAB			
Bancos de dos transformadores	AB, BA, BC, CB, CA, AC	AB, BA	BC, CB	CA, AC
Transformadores monofásicos	A, B, C	A, B	B, C	C, A

La posición de cada fase se corresponde con los terminales 1, 2 y 3 en cada caso. Se debe tener cuidado al reconectar los bancos de dos transformadores

para no modificar la secuencia de fases en el secundario. Además, si un transformador monofásico está conectado a una sección de fase y neutro no hay que considerar su posible reconexión.

Para representar las conexiones de los ramales y los transformadores de distribución, se define el arreglo (x_{con}) de $(N_{lat}+N_{trf})$ elementos que está formado por los subvectores (x_{lat}) y (x_{trf}).

$$x_{con} = [x_{lat} \quad x_{trf}] \quad (2.4)$$

Los elementos de (x_{con}) son enteros restringidos a los valores mostrados en la tabla 2.2.

Desde el punto de vista práctico, se requiere que el número de reconexiones sea limitado a un porcentaje reducido de los ramales y transformadores. Sin embargo, todos los $(N_{lat}+N_{trf})$ elementos pueden modificarse en el proceso de optimización, lo cual debe evitarse de alguna manera.

Para reducir el número de reconexiones, se utiliza el arreglo adicional (x_{var}) formado por (N_{var}) enteros acotados entre 1 y la dimensión del arreglo (x_{con}). La función del arreglo (x_{var}) es determinar el subconjunto de los elementos del arreglo (x_{con}) que pueden variar su valor original. Es decir, solo los elementos de (x_{con}) seleccionados en el arreglo (x_{var}) pueden variar su conexión original. El número máximo de reconexiones (N_{var}) se escoge por el usuario.

Añadiendo los elementos de (x_{var}), las variables independientes del problema se representan por el arreglo (x) de $(N_{lat}+N_{trf}+N_{var})$ elementos formado por los subvectores (x_{con}) y (x_{var}).

$$x = [x_{con} \quad x_{var}] \quad (2.5)$$

2.2.2 Funciones objetivo

Diversos objetivos pueden lograrse mediante la reconexión de los ramales y transformadores de distribución. En este trabajo se van a considerar tres objetivos fundamentales para la optimización:

- 1) Mínimas corrientes de neutro en los puntos deseados.
- 2) Mínimas pérdidas de energía.

3) Mínimo número de reconexiones.

Para calcular las funciones objetivo de este problema, se considera que la red eléctrica radial (que puede estar formada por varios circuitos interconectados), tiene un estado de operación normal ($t=0$) y varios estados posibles de contingencia ($t=1\dots S$).

Las corrientes de neutro deben reducirse al mínimo en todos los estados de operación de la red, para posibilitar la correcta operación de las protecciones de fallas a tierra en todas las condiciones. Sin embargo, las pérdidas de energía se van a determinar solo en el estado de operación normal, ya que las contingencias son de corta duración y ocurren esporádicamente.

Para un cierto vector solución (x) (conexión de los elementos) y para el estado de operación (t), las corrientes primarias de todos los ramales, bancos de transformadores y transformadores de distribución se calculan por las expresiones de la tabla 2.1. Además, las corrientes primarias de otros elementos como transformadores trifásicos o bancos de capacitores trifásicos se calculan y se añaden a los resultados de las corrientes por las fases determinados anteriormente.

A la hora (h), la corriente ($J_{i,k,h}$) en la fase (i) de la sección (k) del circuito se calcula como la suma de las corrientes primarias ($I_{i,n,h}$) del conjunto (C_k) de todas las cargas suministradas desde esta sección del circuito.

$$J_{i,k,h}(x,t) = \sum_{n \in C_k} I_{i,n,h}(x,t) \quad (2.6)$$

La corriente de neutro ($JN_{k,h}$) es la suma de las corrientes de las (M_k)fases de la sección (k).

$$JN_{k,h}(x,t) = \sum_{i=1}^{M_k} J_{i,k,h}(x,t) \quad (2.7)$$

Mientras que el máximo de la corriente de neutro en dicha sección (k) se define como:

$$JN_{max_k}(x,t) = \max_h \left\{ JN_{k,h}(x,t) \right\} \text{ where } h = 1 \dots 24 \quad (2.8)$$

Las pérdidas de potencia a la hora (h) en la sección (k) se calculan mediante:

$$\Delta P_{k,h}(x,t) = R_k \sum_{i=1}^{M_k} |J_{i,k,h}(x,t)|^2 + R_{N_k} |J_{N_k,h}(x,t)|^2 \quad (2.9)$$

Donde (R_k) y (R_{N_k}) son las resistencias de los conductores de fase y de neutro respectivamente.

Como se considera la minimización de la corriente de neutro en varios puntos y para varios estados de operación de la red, se ha diseñado una arquitectura abierta para el problema formulado que permite la declaración de varias funciones objetivo ($1 \dots W$) para minimizar las corrientes de neutro. Cada función determina el máximo de un conjunto de corrientes de neutro en diferentes puntos y diferentes condiciones de operación. Cada función objetivo se define como:

$$J_{Nfun_i}(x) = \max_{k,t} \{J_{Nmax_k}(x,t)\} \text{ where } k \in K_i, t \in T_i \quad (2.10)$$

Donde los conjuntos: (K_i) y (T_i) representan las localizaciones y estados de operación que se consideran para evaluar la función.

El segundo objetivo a minimizar son las pérdidas de energía en el estado normal ($t = 0$), o sea, la suma de las pérdidas en las N secciones del circuito para las 24 horas del ciclo de carga diario:

$$\Delta E(x) = \sum_{k=1}^N \sum_{h=1}^{24} \Delta P_{k,h}(x,0) \quad (2.11)$$

Finalmente, el tercer objetivo a minimizar es el número ($N_R(x)$) de elementos a reconectar.

De esta forma, el problema de optimización se expresa por ($W+2$) funciones objetivo como sigue:

$$\min \begin{cases} f_1(x) = J_{Nfun_1}(x) \\ \vdots \\ f_W(x) = J_{Nfun_W}(x) \\ f_{W+1}(x) = \Delta E(x) \\ f_{W+2}(x) = N_R(x) \end{cases} \quad (2.12)$$

Los elementos del vector (x), son enteros acotados por las posibles conexiones

de los elementos (x_{con}) (como se establece en la tabla 2.2), así como acotados por los límites para el arreglo auxiliar (x_{var}).

2.3 Implementación del NSGA-II

El problema presentado es un problema de optimización combinatoria que requiere un algoritmo especial de optimización multiobjetivo como el NSGA-II. Este es un algoritmo muy efectivo que puede optimizar simultáneamente varias funciones de tipo conflictivo para obtener el conjunto de soluciones óptimas del problema llamado frontera de Pareto. Una descripción simplificada de este método se reproduce seguidamente.

- 1) Se genera una población inicial aleatoria de tamaño N.
- 2) La población se ordena mediante un procedimiento de ordenamiento no-dominado.
- 3) Se repiten los siguientes pasos hasta obtener un número de generaciones deseado.
 - a. Se seleccionan por torneo los padres de la nueva generación.
 - b. Se obtienen los descendientes por cruzamiento y mutación de los padres.
 - c. Se forma una generación intermedia de tamaño 2N que incluye los padres y los descendientes.
 - d. La nueva generación de tamaño N se obtiene por ordenamiento y selección de la generación intermedia.

Como todo algoritmo genético, la solución de un problema por medio del NSGA-II implica algunas adaptaciones y la programación de ciertas partes del algoritmo. En este caso, se ha adaptado una versión del NSGA-II en Matlab codificado en números reales [33] para resolver el problema presentado. Además, se han modificado los operadores genéticos para incluir el cruzamiento y mutación de variables de tipo entero.

2.3.1 Representación de las variables (cromosoma)

Debido a que la versión del NSGA-II utilizada emplea un cromosoma codificado en números reales; no hay necesidad de codificar las variables. De esta forma, el

cromosoma definido para este problema contiene un arreglo de enteros capaz de representar el vector x de las variables que se define en la ecuación (2.5).

2.3.2 Cálculo de las funciones objetivo

Una parte especial del NSGA-II que debe programarse para resolver el problema presentado es el procedimiento que calcula todas las funciones objetivo. Este procedimiento se invoca por el NSGA-II cada vez que se genera un nuevo individuo (solución) por medio de cruzamiento o mutación.

En esta implementación, el procedimiento referido considera tensión nominal (módulo) en todos los nodos. Las corrientes primarias de todos los bancos de transformadores y transformadores de distribución se calculan mediante las expresiones de la tabla 2.1. Con estas corrientes se determinan las corrientes de fase y de neutro en todas las secciones del circuito y se evalúan las pérdidas. Este procedimiento reduce el esfuerzo de cálculo para evaluar las soluciones y si se realiza una buena caracterización de las cargas, se obtienen resultados suficientemente precisos.

2.4 Procedimiento de estimación de cargas

La base para cualquier tipo de estudio a realizar en un circuito de distribución primaria, es el conocimiento con la mayor precisión posible de las cargas eléctricas suministradas por los distintos bancos de transformadores o transformadores monofásicos del circuito. La carga se caracteriza normalmente por su magnitud pico (kW y kVAr) y por su comportamiento horario (gráfico de carga). Además, debido a las características de los bancos de transformadores que se emplean en estos circuitos, para determinar su corriente de carga en cada fase del circuito primario, es preciso conocer en todo momento la magnitud de la carga monofásica y trifásica del banco[34].

La única forma de conocer la magnitud de las cargas es medirlas, e incluso las mediciones solo serán válidas para el momento en que estas se realizan. Sin embargo, los circuitos de distribución en Cuba carecen de instrumentación para monitorear la carga en los bancos de transformadores de distribución y la experiencia dice que normalmente no se dispone de tomas de carga de los mismos [34].

De esta manera, se puede concluir que comúnmente no existen mediciones actualizadas de las cargas y se hace casi imposible realizarlas antes de hacer cualquier tipo estudio que se requiera. Esto lleva muchas veces a los especialistas a estimar las cargas en los diferentes bancos de transformadores (potencia activa y reactiva máximas de la carga monofásica y trifásica, así como el comportamiento horario de dicha carga). Esta estimación se realiza mediante diferentes criterios que pueden ser más o menos exactos y que muchas veces introducen errores apreciables. Además, en el caso de estudios en que es importante la caracterización de la carga por fase, como es el caso de los análisis para el balance de fases, se complica más aún esta estimación[34].

Normalmente, todos los circuitos de distribución primaria utilizan recerradores NULEC o dispositivos ION que monitorean constantemente el comportamiento del circuito, por lo cual se disponen de mediciones de los parámetros totales del circuito: potencia activa, reactiva y aparente, factor de potencia, tensiones, corrientes de fase y corriente de neutro entre otros. Por lo tanto, aunque no se dispone de mediciones en los bancos de transformadores, sí se conocen los valores de los parámetros totales del circuito y su comportamiento horario. Estas mediciones totales pueden emplearse como base de comparación para determinar si una estimación dada de las cargas puede estar cerca o lejos de la realidad[34].

A partir de esta consideración, se desarrolla una herramienta computacional que dadas las mediciones totales del circuito en un día característico y contando con una base de datos actualizada de la estructura del mismo y las potencias de los distintos bancos de transformadores, pueda determinar una estimación de las cargas que produzca resultados compatibles con las mediciones disponibles. Evidentemente, esta estimación solo puede considerarse como una aproximación posible a la realidad y puede estar más o menos distante de los datos reales del circuito [34].

2.4.1 Ajuste de las cargas

A partir de las expresiones de la tabla 2.1, las cuales se utilizan para el cálculo de las corrientes en los terminales primarios de los distintos bancos de transformadores, pueden determinarse las potencias aparentes por fase

multiplicando estas corrientes por las tensiones correspondientes. En la tabla 2.3 se muestran las expresiones para el cálculo de dichas potencias.

Tabla 2.3 Potencias en el primario de los transformadores.

Potencias	Banco de tres transformadores	Banco de dos transformadores	Transformador monofásico
$S_1 = V_{1n} \cdot I_1^*$	$+\frac{2}{3}S_{1\phi} + \frac{1}{3}S_{3\phi}$	$\frac{1}{3}S_{3\phi}\left(1 - \frac{V_{1n}}{V_{3n}}\right) + S_{1\phi}$	$S_{1\phi}$
$S_2 = V_{2n} \cdot I_2^*$	$-\frac{1}{3}S_{1\phi}\left(\frac{V_{2n}}{V_{1n}}\right) + \frac{1}{3}S_{3\phi}$	$\frac{1}{3}S_{3\phi}\left(1 - \frac{V_{2n}}{V_{3n}}\right)$	0
$S_3 = V_{3n} \cdot I_3^*$	$-\frac{1}{3}S_{1\phi}\left(\frac{V_{3n}}{V_{1n}}\right) + \frac{1}{3}S_{3\phi}$	0	0

En un circuito que suministra un conjunto de bancos de transformadores o transformadores monofásicos de distribución, la suma de todas las potencias por fase de dichas cargas debe igualar a la potencia total en cada fase del circuito ($Stot$) si se desprecian las pérdidas.

De esta manera, para un tiempo (t), en cada fase (k), debe cumplirse que:

$$Stot_{k,t} \approx \sum_{i=1}^N S_{i,k,t} \quad (2.13)$$

Donde N es el número de cargas del circuito.

Si no se tiene ninguna indicación sobre la potencia que puede estar llevando cada transformador, es razonable suponer que esta sea proporcional a dichas potencias, con lo cual se puede obtener una primera aproximación de la potencia de carga de cada transformador, de acuerdo a la fase primaria a que está conectado, es decir:

$$S_{i,k,t} \approx Stot_{k,t} \cdot \left(\frac{Strf_{i,k}}{\sum_{i=1}^N Strf_{i,k}} \right) \quad (2.14)$$

Esta expresión permite determinar un conjunto de potencias que sumadas igualan a la potencia medida en cada fase en el tiempo (t).

Sin embargo, cada tipo de banco de transformadores tiene cierta distribución de la carga entre las fases, que es propia de las conexiones de dicho banco de transformadores según se determina en la tabla 2.3. Por lo tanto, es necesario desarrollar un procedimiento para que dadas las potencias estimadas en los distintos transformadores del banco (S_1 , S_2 y S_3), pueda determinar unos valores de la carga monofásica ($S_{1\phi}$) y trifásica ($S_{3\phi}$) del banco, tales que las potencias por fase en el primario se acerquen a los valores estimados, pero siempre cumpliendo las relaciones propias de cada tipo de carga.

En el desarrollo de las expresiones de estimación se va a considerar igual factor de potencia para la carga trifásica y la monofásica. Además, para evitar la sobrecarga de las expresiones, en el análisis siguiente se van a obviar los subíndices (i,t) que representan la carga y el tiempo para los que se hace el ajuste.

2.4.1.1 Transformadores trifásicos

En este caso están tanto los transformadores trifásicos como los bancos de transformadores con conexión (Y-Y) que se emplean para suministrar carga balanceada. Para el caso de estos transformadores, solo existe carga trifásica que se calcula como la suma de las cargas de cada fase:

$$\begin{aligned} S_{1\phi} &= 0 \\ S_{3\phi} &= \sum_{k=1}^3 S_k \end{aligned} \quad (2.15)$$

Obtenida la carga trifásica, la nueva estimación de carga en cada fase es:

$$S_1 = S_2 = S_3 = \frac{1}{3} S_{3\phi} \quad (2.16)$$

2.4.1.2 Bancos de tres transformadores Y-Δ

Este banco tiene tanto carga monofásica como trifásica y si no hay una indicación de la carga de cada transformador, se puede considerar que la carga se reparte proporcional a la potencia de los transformadores, es decir, que operen a igual coeficiente de carga. A partir de la tabla 2.3 y suponiendo que los tres transformadores tienen una carga igual a su potencia nominal, las potencias por fase tienen que cumplir:

$$\begin{aligned}
Strf_1 &= +\frac{2}{3}S_{1\phi} + \frac{1}{3}S_{3\phi} \\
Strf_2 &= -\frac{1}{3}S_{1\phi} \left(\frac{V_{2n}}{V_{1n}} \right) + \frac{1}{3}S_{3\phi} \\
Strf_3 &= -\frac{1}{3}S_{1\phi} \left(\frac{V_{3n}}{V_{1n}} \right) + \frac{1}{3}S_{3\phi}
\end{aligned} \tag{2.17}$$

Además, la suma de las potencias de los tres transformadores tiene que igualar a la suma de las cargas trifásicas y monofásicas, por lo que puede llegarse a:

$$\begin{aligned}
S_A &= +\frac{2}{3}S_{1\phi} + \frac{1}{3}S_{3\phi} \\
S_A + 2S_F &= S_{1\phi} + S_{3\phi}
\end{aligned} \tag{2.18}$$

Resolviendo este sistema de ecuaciones se obtiene que:

$$\begin{aligned}
S_{1\phi} &= 2(S_A - S_F) \\
S_{3\phi} &= 4S_F - S_A
\end{aligned} \tag{2.19}$$

La relación entre la carga monofásica y la trifásica para que el banco esté plenamente cargado o que el coeficiente de carga sea igual para los tres transformadores es:

$$\alpha = S_{1\phi} / S_{3\phi} = 2(S_A - S_F) / (4S_F - S_A) \tag{2.20}$$

Obtenida esta relación, puede efectuarse la estimación de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
S_{1\phi} &= 3S_1 / (2 + 1/\alpha) \\
S_{3\phi} &= S_{1\phi} / \alpha
\end{aligned} \tag{2.21}$$

Esta forma de estimación da iguales coeficientes de carga, pero solo respeta la carga en el transformador de alumbrado. Otra forma que pudiera usarse para estimar la carga que no conduce a igual coeficiente de carga de los tres transformadores, pero respeta ambas cargas en alumbrado y fuerza sería tomar como potencia en los transformadores de fuerza al promedio de la carga en las fases 2 y 3 y calcular:

$$\alpha = S_{1\phi} / S_{3\phi} = (2S_1 - (S_2 + S_3)) / (2(S_2 + S_3) - S_1) \tag{2.22}$$

2.4.1.3 Bancos de dos transformadores

A partir de la tabla 2.3 y suponiendo que los dos transformadores tienen una

carga igual a su potencia nominal, las potencias por fase tienen que cumplir:

$$\begin{aligned} Strf_1 &= \frac{1}{3} S_{3\phi} \left(1 - \frac{V_{1n}}{V_{3n}} \right) + S_{1\phi} \\ Strf_2 &= \frac{1}{3} S_{3\phi} \left(1 - \frac{V_{2n}}{V_{3n}} \right) \end{aligned} \quad (2.23)$$

Como se quiere igualar el coeficiente de carga de ambos transformadores se tiene que cumplir la igualdad:

$$\frac{\left| \frac{1}{3} S_{3\phi} \left(1 - \frac{V_{1n}}{V_{3n}} \right) + S_{1\phi} \right|}{S_A} = \frac{\left| \frac{1}{3} S_{3\phi} \left(1 - \frac{V_{2n}}{V_{3n}} \right) \right|}{S_F} \quad (2.24)$$

Si se sustituye ($S_{1\phi} = \alpha S_{3\phi}$) se obtiene:

$$\frac{\left| \frac{1}{3} \left(1 - \frac{V_{1n}}{V_{3n}} \right) + \alpha \right|}{S_A} = \frac{\left| \frac{1}{3} \left(1 - \frac{V_{2n}}{V_{3n}} \right) \right|}{S_F} \quad (2.25)$$

Cuya solución para alfa es:

$$\alpha = \frac{1}{3} \left(\sqrt{\left(\frac{S_A}{S_F} \right)^2 \left| 1 - \frac{V_{2n}}{V_{3n}} \right|^2 - \text{imag} \left\{ 1 - \frac{V_{1n}}{V_{3n}} \right\}^2} - \text{real} \left\{ 1 - \frac{V_{1n}}{V_{3n}} \right\} \right) \quad (2.26)$$

Una vez obtenida la relación entre la carga monofásica y trifásica correspondiente a las potencias nominales de ambos transformadores, se determinan las cargas como:

$$\begin{aligned} S_{1\phi} &= S_1 / \left((1 - V_{1n} / V_{3n}) / (3\alpha) + 1 \right) \\ S_{3\phi} &= S_{1\phi} / \alpha \end{aligned} \quad (2.27)$$

Esta forma de estimación da iguales coeficientes de carga, pero solo respeta la carga en el transformador de alumbrado. La otra forma posible de hacer esta estimación es calcular las cargas a partir de las cargas estimadas para ambos transformadores:

$$S_{3\phi} = 3 \cdot S_2 \left/ \left(1 - \frac{V_{2n}}{V_{3n}} \right) \right. \quad (2.28)$$

$$S_{1\phi} = S_1 - \frac{1}{3} S_{3\phi} \left(1 - \frac{V_{1n}}{V_{3n}} \right)$$

2.4.1.4 Transformadores monofásicos

En este caso, la carga monofásica es igual a la carga del transformador directamente:

$$\begin{aligned} S_{1\phi} &= S_1 \\ S_{3\phi} &= 0 \end{aligned} \quad (2.29)$$

Es necesario destacar, que el factor de potencia de todas las cargas monofásicas y trifásicas se considera igual al de la carga total medida para el circuito, por lo cual este factor de potencia se impone a todas las cargas calculadas.

2.4.2 Algoritmo de ajuste de las cargas

Para realizar el ajuste de las cargas a las mediciones totales del circuito para un tiempo (t), que corrientemente puede ser el horario pico, es preciso considerar que no todas las cargas tienen igual comportamiento horario, por lo que pueden existir bancos de transformadores que tienen una carga reducida en dicho tiempo. Para resolver este problema, se parte de considerar que el gráfico de carga que se estima represente cada carga del circuito. Si (Pg_t) es la potencia en por unidad del gráfico en el tiempo (t), las potencias nominales de los transformadores del banco se afectarán por dicho coeficiente:

$$Strf_{k,t} = Strf_k \cdot Pg_t \quad (2.30)$$

De esta forma se obtienen los valores de potencia nominal referidas al tiempo (t), que son las que se emplearán para distribuir la carga en dicho tiempo. Así, si un transformador no tiene carga en este tiempo o es muy baja, recibirá cero o un valor reducido de la carga medida que se repartirá principalmente entre los bancos cuya carga tiene el pico en un tiempo cercano o igual a (t). Utilizando estos valores como una aproximación inicial de las potencias aparentes por fase en cada carga se realiza el siguiente algoritmo hasta lograr la convergencia.

$$\begin{aligned}
& n = 0 \\
& S_{i,k,t}^n = Strf_{i,k,t} \\
& \text{while } \max \left| Stot_{k,t} - \sum_{i=1}^N S_{i,k,t}^n \right| > error \\
& \quad n = n + 1 \\
& \quad S_{i,k,t}^n = |Stot_{k,t}| \cdot \left(S_{i,k,t}^{n-1} / \left| \sum_{i=1}^N S_{i,k,t}^{n-1} \right| \right) \\
& \quad \text{se obtienen } S_{1\phi}, S_{3\phi} \text{ utilizando las expresiones (2.15 - 2.29)} \\
& \quad \text{se obtienen nuevas } S_{i,k,j}^n \text{ por la Tabla 2.2} \\
& \text{end}
\end{aligned} \tag{2.31}$$

Una vez terminado el algoritmo de ajuste, se determinan los valores máximos de las cargas monofásicas y trifásicas por el proceso inverso al utilizado para adaptar las potencias nominales al tiempo (t), es decir:

$$\begin{aligned}
S_{1\phi-\max} &= S_{1\phi-t} / Pg_t \\
S_{3\phi-\max} &= S_{3\phi-t} / Pg_t
\end{aligned} \tag{2.32}$$

2.4.3 Algoritmo de estimación

Para realizar la estimación de las cargas en un circuito cuya carga es homogénea (todas las cargas tienen igual gráfico horario), normalmente basta con ajustar la carga en el horario pico para obtener buenos resultados. Sin embargo, la mayoría de los circuitos están compuestos por cargas heterogéneas y si se ajusta para el horario pico de un tipo de carga por ejemplo residencial, el ajuste para las cargas no residenciales no es bueno.

Para intentar resolver este problema, el algoritmo de estimación realiza el ajuste de la carga a dos horas diferentes (t_1) y (t_2) que se corresponden con el horario pico nocturno y el horario pico del circuito y se determina (t_1) como el horario pico entre las 6:00 pm y las 12:00 pm y (t_2) el pico en el resto del día. Escogidos los gráficos de carga que se van a emplear en los diferentes bancos de transformadores, se realiza un ajuste de la carga para las mediciones de (t_1), de donde se obtienen las cargas monofásicas y trifásicas para este horario $S_{1\phi}(t_1)$, $S_{3\phi}(t_1)$, así como otro ajuste en el horario (t_2) para obtener $S_{1\phi}(t_2)$, $S_{3\phi}(t_2)$.

Se supone que el mejor ajuste integral en todo el horario del día se obtiene por unos valores de carga monofásica y trifásica que están dados por una

combinación lineal de los valores de carga obtenidos por el ajuste en ambos horarios, es decir:

$$\begin{aligned} S_{1\phi} &= \lambda \cdot S_{1\phi}(t_1) + (1 - \lambda) \cdot S_{1\phi}(t_2) \\ S_{3\phi} &= \lambda \cdot S_{3\phi}(t_1) + (1 - \lambda) \cdot S_{3\phi}(t_2) \end{aligned} \quad (2.33)$$

Donde (λ) es una constante entre 0 y 1 que puede determinarse sencillamente por búsqueda directa.

Hasta este momento se ha realizado la determinación de las cargas con dos objetivos fundamentales:

- 1) Mejor ajuste a la corriente de neutro.
- 2) Mejor ajuste a las corrientes de fase.

Esta metodología permite automatizar la estimación de las cargas en los circuitos de distribución asegurando un buen ajuste a las mediciones registradas. Sin embargo, no hay que olvidar que esta estimación puede estar lejos de las cargas reales si no se cumplen los presupuestos considerados. Si se cuenta con tomas de carga en los bancos de transformadores, mediciones de energía en los transformadores monofásicos o los registros actualizados de facturación a los consumidores de cada banco o transformador, pueden reducirse los posibles errores. Por otra parte, la selección correcta de los gráficos de carga para los diferentes bancos de transformadores o transformadores monofásicos es fundamental [34].

CAPÍTULO 3: RESULTADOS DEL BALANCEO DE LOS CIRCUITOS SELECCIONADOS

En el presente capítulo, se realiza un análisis de las principales características de cada uno de los circuitos seleccionados y se explica brevemente lo referente a la estimación de cargas en cada uno de ellos. Posteriormente se muestran los resultados emitidos por el programa de balanceo, y los resultados reales obtenidos en tres de los circuitos después de haber aplicado los cambios propuestos por el programa.

3.1 Introducción

Para lograr un balanceo efectivo de los circuitos de distribución primaria, se deben considerar algunas cuestiones fundamentales. En primer lugar, se debe realizar un celaje del circuito que permita conocer y actualizar todos los datos del mismo, luego se introduce toda esta información en el programa Radial y se confecciona una base de datos, posteriormente se procede a realizar un proceso de estimación y ajuste de las cargas del circuito. Después de obtenidos todos estos datos se corre el programa de balanceo y se selecciona la variante más adecuada para cada circuito, por último, deben aplicarse estos resultados en la práctica. Dentro de las cuestiones analizadas anteriormente, el proceso de celaje de los circuitos posee una gran importancia, para su correcta realización deben tenerse en cuenta los pasos siguientes:

- 1) Identificar la disposición de las fases a la salida de la subestación con la ayuda de los datos que se visualizan en el interruptor principal de cada circuito. Se debe tener presente esta disposición durante todo el recorrido e identificar a que fase(s) del tronco del circuito se conectan cada uno de los ramales.
- 2) Identificar el calibre de los conductores de fase y del conductor neutro, así como la distancia aproximada de nodo a nodo.
- 3) Verificar la potencia de cada transformador e identificar el tipo de conexión, la fase a la que se conecta, identificar los transformadores de fuerza y de alumbrado (en el caso de bancos de dos o tres transformadores), el tipo de carga que alimenta cada banco y por ende el gráfico de carga característico que le corresponde.

4) Caracterizar los bancos de capacitores, de los cuales se debe verificar su potencia y el estado en que se encuentran.

3.2 Análisis del Circuito 4.

El circuito 4 tiene su origen en la subestación (Cuadro) ubicada en la OBE municipal de Santa Clara, se alimenta a través de dos transformadores conectados en paralelo de 2500kVA que presenta una conexión (Δ -Y aterrada) con relación de voltajes de 34,5/4,33 kV. Las líneas que conforman el tronco del circuito ocupan una extensión de 1.66 km aproximadamente. El circuito cuenta con 35 transformadores monofásicos con conexión entre fase y neutro, 28 bancos de dos transformadores con conexión estrella abierta-delta abierta, 7 bancos de tres transformadores con conexión estrella-delta y 2 transformadores trifásicos, para un total de 72 bancos de transformadores conectados en el circuito, además posee 7 ramales bifásicos y 17 ramales monofásicos. La carga predominante en este circuito es la residencial.

Tabla 3.1 Potencias instaladas en el circuito 4.

Potencias instaladas	Fase A	Fase B	Fase C
Cantidad de transformadores por fase	37	36	41
Potencia instalada por fase (kVA)	1837	1674.5	1582.5
Potencia total instalada en el circuito (kVA)	5094		

En el inicio de este circuito se encuentra ubicado el interruptor NULEC (V-413), los registros históricos obtenidos a partir de dicho interruptor muestran la existencia de un desbalance considerable entre las corrientes de fase y la circulación de una elevada corriente por el conductor neutro. Las figuras 3.1 y 3.2 muestran el comportamiento de las corrientes y de las potencias de este circuito en el período de tiempo comprendido entre el 26 y el 30 de enero de 2019.

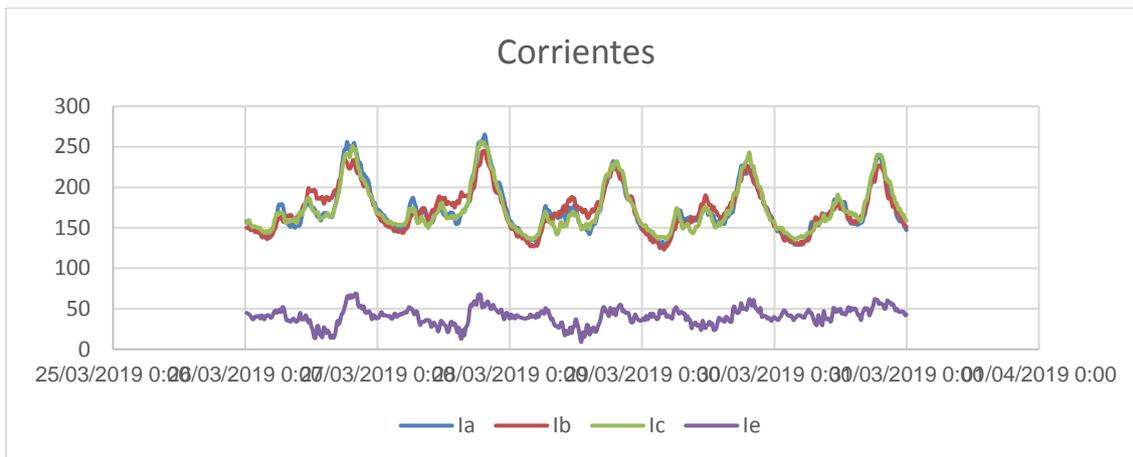


Figura 3.1: Comportamiento de las corrientes en el circuito 4

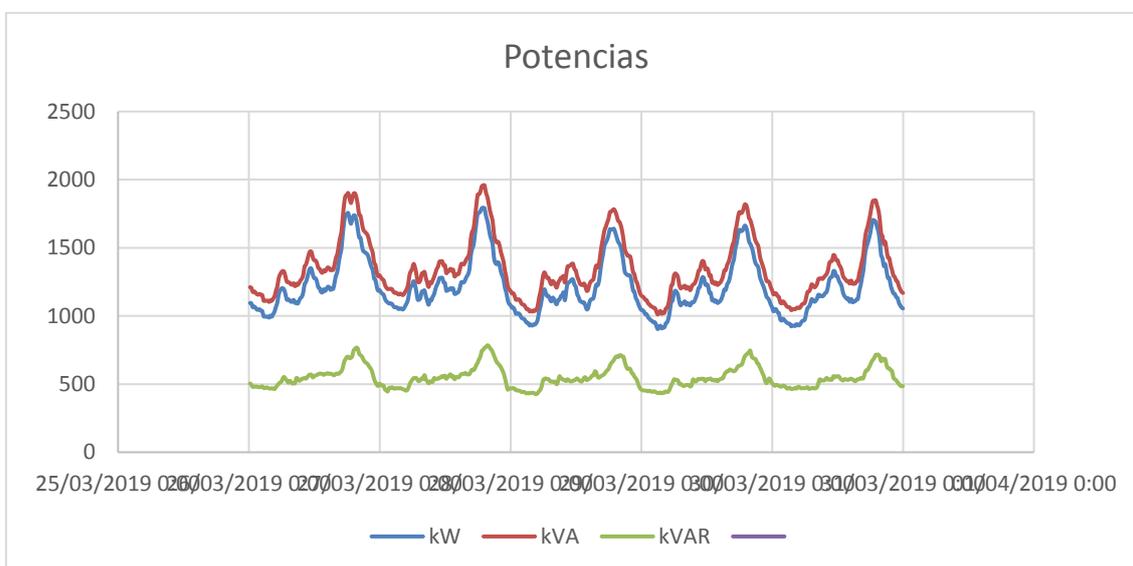


Figura 3.2: Comportamiento de las potencias en el circuito 4

En las figuras anteriores se puede apreciar que el gráfico característico de este circuito es un gráfico mixto-residencial. Además, puede verse que de forma general durante las horas de la mañana y hasta el final de la tarde la fase más cargada es la (a), en horas del pico y la madrugada la fase más cargada es la (c) y la menos cargada es la (b), todo esto se debe a la distribución de los transformadores por fase, a la carga asociada a cada transformador y al comportamiento diario que experimentan dichas cargas. Debido al desequilibrio que existe entre las corrientes de fase, se produce durante todo el día la circulación de una elevada corriente por el conductor neutro, esta generalmente alcanza sus mayores valores en horas de la mañana y el mediodía.

Con los datos obtenidos en el celaje realizado y los registros históricos descargados del interruptor principal del circuito, se procede a realizar la estimación de las cargas eléctricas suministradas por los distintos bancos de transformadores. Para esto se utiliza un programa de estimación elaborado en el software MATLAB, este programa trabaja con las mediciones aportadas por el interruptor principal para un día promedio (se analizó el comportamiento del circuito en el período de tiempo comprendido entre el 20 de marzo y el 2 de abril de 2019 y se escogió como día promedio el miércoles 27 de marzo de 2019), con una base de datos confeccionada a partir del celaje realizado y con una base de datos que contiene los posibles gráficos de carga para cada uno de los bancos de transformadores en función de la carga servida.

Cuando se dispone de todos estos elementos, se corre el programa de estimación y se selecciona el tipo de ajuste deseado, es decir: mejor ajuste a las corrientes de fase o mejor ajuste a la corriente de neutro. Una vez seleccionado el tipo de ajuste, el programa calcula las potencias monofásicas y trifásicas (P_1 , Q_1 , P_3 y Q_3) de los distintos bancos de transformadores (Anexo II) y estima un gráfico para cada corriente de fase y para la corriente que circula por el conductor neutro.

En la figura 3.3 se muestra la estimación realizada para este circuito utilizando un ajuste por corrientes de fase. Las líneas de trazo fino corresponden a los gráficos reales del circuito contruidos a partir de las mediciones del interruptor principal y las líneas de trazo grueso corresponden a los gráficos estimados. Puede verse que existe una buena similitud entre los gráficos reales y los gráficos estimados, además se logra que las corrientes estimadas de fase y de neutro tengan un comportamiento similar al de las corrientes reales durante todo el día. Sin embargo, esto no quiere decir que las potencias que se obtienen para los diferentes bancos de transformadores sean en realidad las que ellos están suministrando, pues para eso sería necesario disponer de tomas de carga de cada uno de los transformadores del circuito.

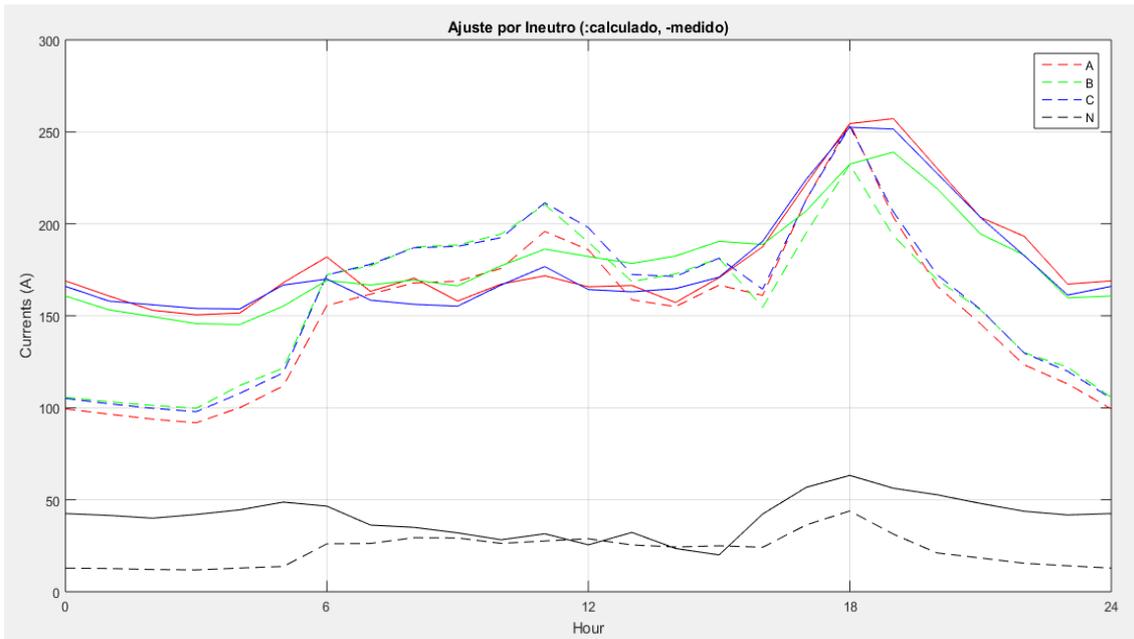


Figura 3.3: Estimación realizada para el circuito 4

Quando se concluye con el proceso de estimación y ajuste de las cargas, se conforma una base de datos con estos elementos y con los datos recopilados en el celaje (Anexo II). Posteriormente se carga esta base de datos desde el programa de balanceo, se ajustan los datos referentes a la tensión nominal del circuito, los máximos cambios permitidos y se seleccionan los elementos que se desean variar (ramales bifásicos, ramales monofásicos, bancos de tres transformadores, bancos de dos transformadores y transformadores monofásicos), se ajustan los puntos donde se desea minimizar la corriente de neutro y por último se selecciona el tamaño de la población y la cantidad de generaciones deseadas. Luego se procede a realizar varias corridas del programa de balanceo mediante el algoritmo genético NSGA-II. En el caso de este circuito se decidió variar solamente los ramales de una y dos fases y los transformadores monofásicos, se utilizó una población de 100 individuos, se realizaron 100 generaciones y se permitieron 6 cambios como máximo. Los resultados iniciales emitidos por el programa de balanceo para este circuito, en sus condiciones originales, muestran que las pérdidas de energía en las líneas primarias alcanzan los 71.75 kWh/día y que la corriente de neutro alcanza los 17.55 %. Las variantes de balanceo que se obtienen se encuentran ordenadas por corriente de neutro, pérdidas de energía y número de reconexiones respectivamente. Se debe escoger una variante en la cual, con un pequeño número de reconexiones, se pueda lograr una buena reducción de la corriente de neutro y de las pérdidas de

energía, atendiendo a esto se seleccionó la variante # 27. En la figura 3.4 se muestran las variantes de balanceo obtenidas para este circuito y los resultados de la variante seleccionada.

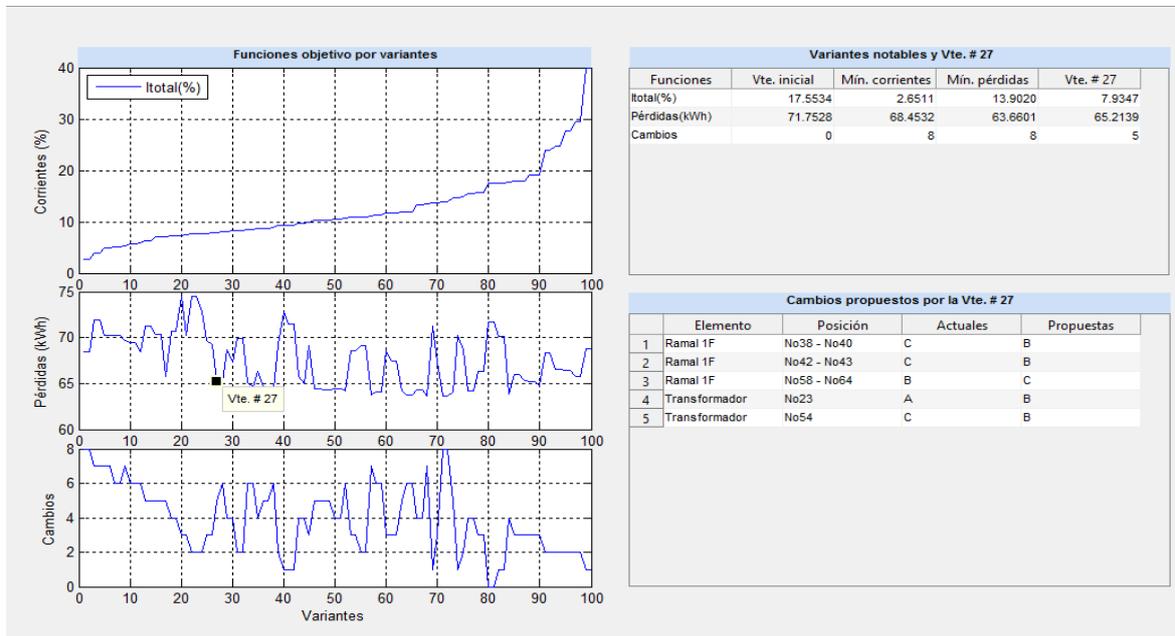


Figura 3.4: Variantes de balanceo para el circuito 4.

Analizando los resultados obtenidos para la variante seleccionada, puede verse que la corriente de desbalance debe experimentar una disminución de 9.62 %, las pérdidas de energía deben reducirse en 6.54kWh/día y solo deben efectuarse cinco cambios. En la figura 3.5 se muestran los puntos del circuito donde deben efectuarse dichos cambios.

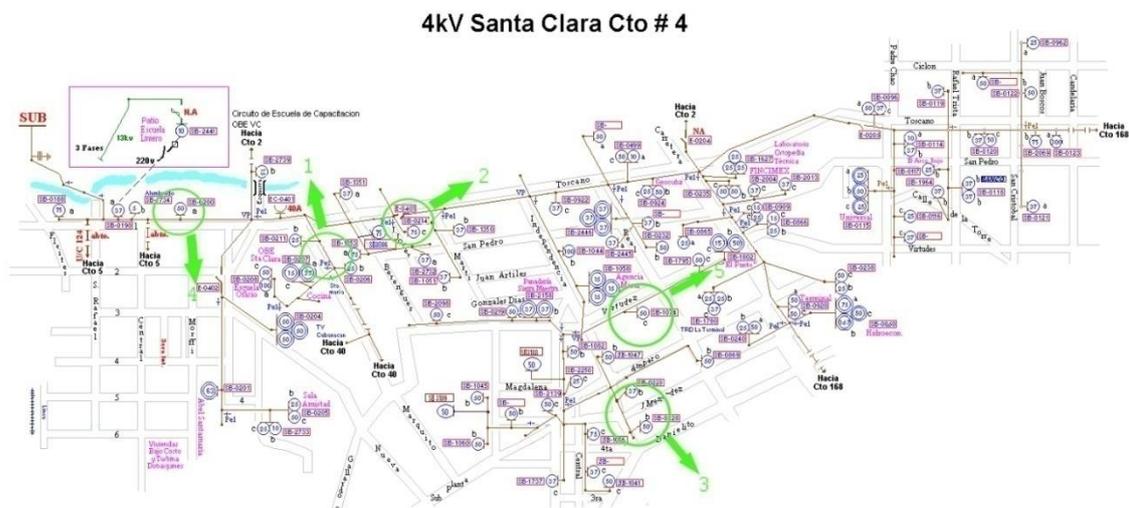


Figura 3.5: Cambios propuestos para el circuito 4.

En la figura 3.6 se observan los gráficos estimados por el programa de balanceo para las corrientes de fase y de neutro, antes y después de que se ejecuten las reconexiones.

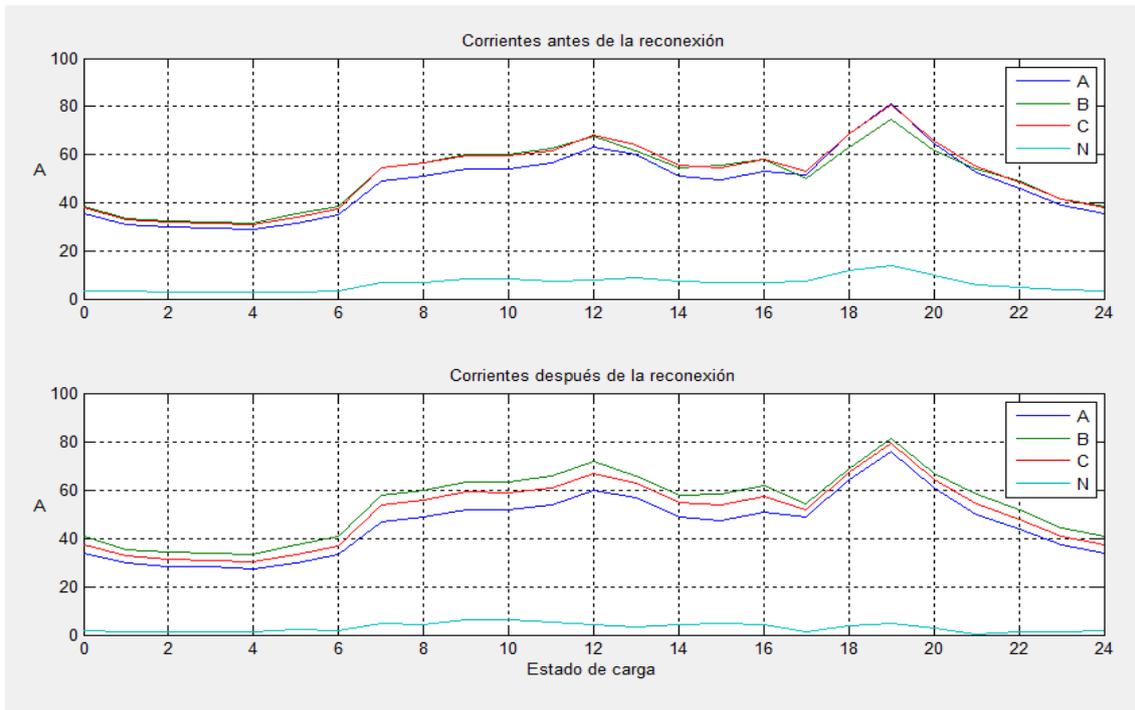


Figura 3.6: Corrientes estimadas antes y después del balanceo.

3.3 Análisis del Circuito 144

El circuito 144 tiene su origen en la carretera a Sagua, se alimenta a través de un transformador de 1600 kVA, con conexión (Δ -Y aterrada) y relación de voltajes de 34,5/4.33 kV. Las líneas que conforman el tronco del circuito ocupan una extensión de 1.78 km aproximadamente. El circuito cuenta con 28 transformadores monofásicos con conexión entre fase y neutro, 12 bancos de dos transformadores con conexión estrella abierta-delta abierta y 1 bancos de tres transformadores con conexión estrella-delta, para un total de 41 bancos de transformadores conectados en el circuito, además posee 5 ramales bifásicos y 15 ramales monofásicos. La carga predominante en este circuito es la residencial.

.En la tabla 3.2 se muestra la cantidad de transformadores que se encuentran conectados en cada fase, las potencias instaladas por fase y la potencia total instalada en el circuito.

Tabla 3.2 Potencias instaladas en el circuito 144.

Potencias instaladas	Fase A	Fase B	Fase C
Cantidad de transformadores por fase	24	16	21
Potencia instalada por fase (kVA)	907.5	794.5	770
Potencia total instalada en el circuito (kVA)	2472		

La operación del circuito 144 es controlada en su totalidad por el interruptor NULEC (Camacho), los registros históricos obtenidos a partir de dicho interruptor permiten conocer el comportamiento de los parámetros fundamentales del circuito en un período de tiempo determinado. Las figuras 3.8 y 3.9 muestran el comportamiento de las corrientes y de las potencias de este circuito en el período de tiempo comprendido entre el 11 y el 15 de enero de 2019. En estas figuras se observa que el circuito analizado presenta un gráfico mixtoresidencial, hay evidencias de que la fase más cargada es la (c) y la menos cargada es la (a). Se debe señalar que, aunque los valores de corriente de neutro parecen pequeños, en realidad para este circuito se pueden considerar como significativos pues las corrientes de fase también son pequeñas, por lo tanto, es obvio que existe un desbalance considerable.

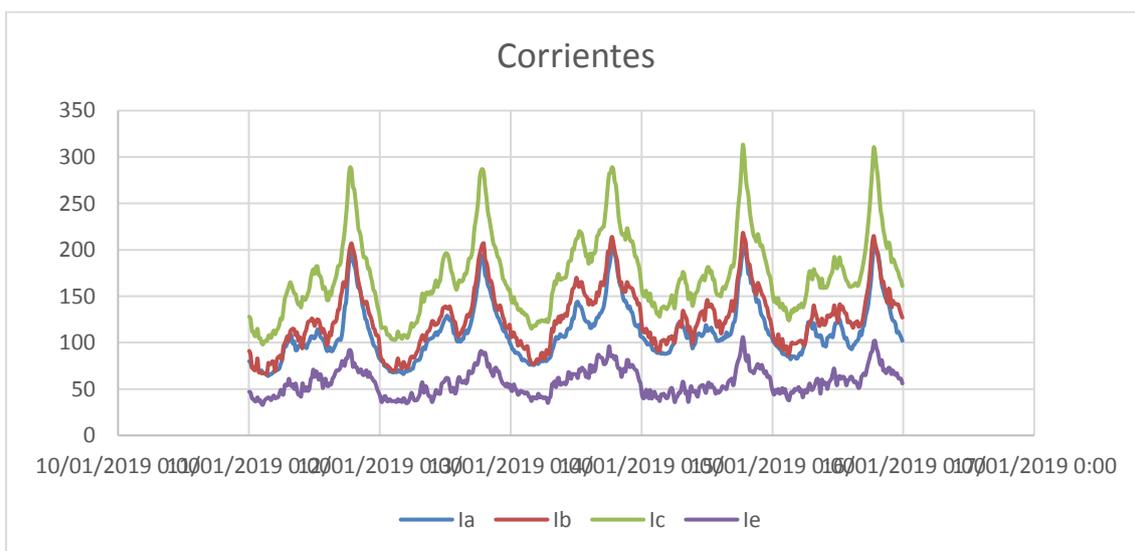


Figura 3.8: Comportamiento de las corrientes en el circuito 144.

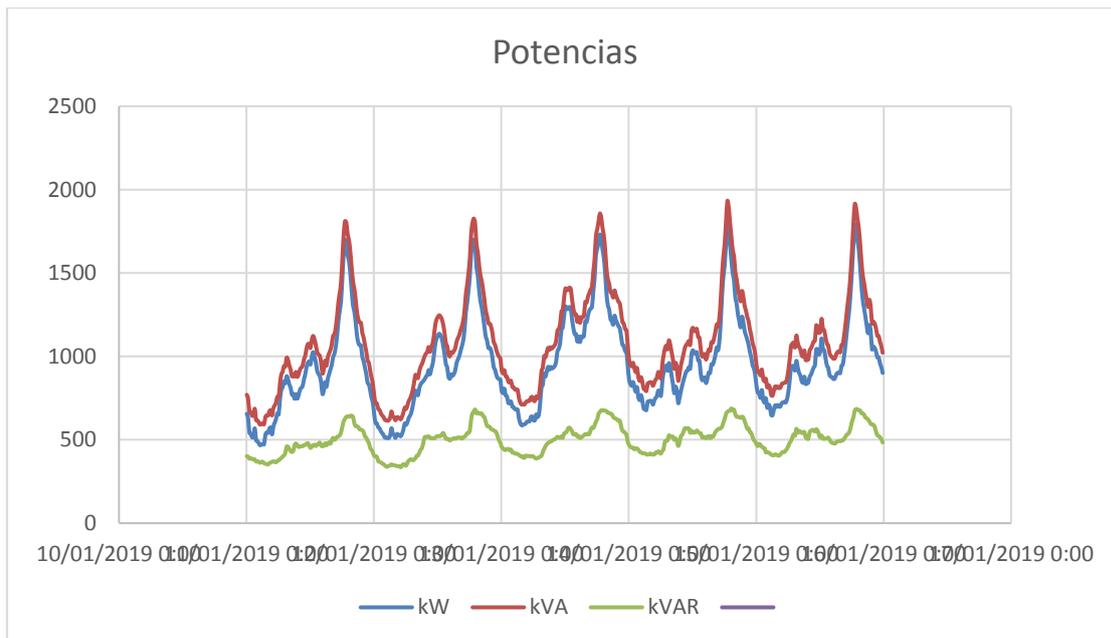


Figura 3.9: Comportamiento de las potencias en el circuito 144.

Con los datos obtenidos en el celaje realizado y los registros históricos descargados del interruptor principal se procede a realizar la estimación de las cargas del circuito. Como se explicó en el caso del circuito anterior, para realizar esta estimación se debe disponer de las lecturas del interruptor principal en un período de tiempo determinado para entonces seleccionar un día promedio, para este circuito se analizó su comportamiento en el período de tiempo comprendido entre el 1 y el 16 de enero de 2019 y se seleccionó como día promedio el viernes 11 de enero de 2019. Las potencias monofásicas y trifásicas (P1, Q1, P3 y Q3) que se obtienen en este proceso se muestran en el Anexo III. La estimación realizada para este circuito, utilizando un ajuste por corriente de fase, se muestra en la figura 3.10, puede verse que el ajuste de las cargas es muy bueno respecto a los gráficos medidos en un día característico por el NULEC.

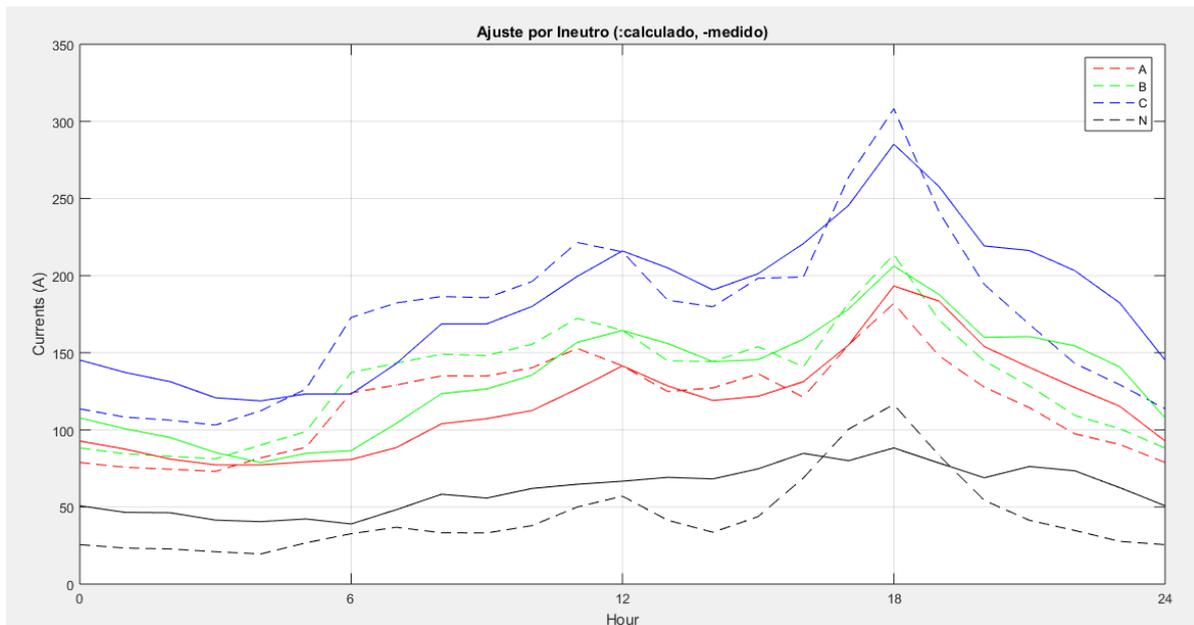


Figura 3.10: Estimación realizada para el circuito 144.

Cuando se concluye con el proceso de estimación y ajuste de las cargas, se conforma una base de datos con estos elementos y con los datos recopilados en el celaje (Anexo III). Posteriormente se carga esta base de datos desde el programa de balanceo, se ajustan todos los elementos necesarios y se procede a realizar varias corridas del programa. Para este circuito se decidió variar solamente los ramales bifásicos y monofásicos, se utilizó una población de 100 individuos, se realizaron 100 generaciones y se permitieron 6 cambios como máximo. Los resultados iniciales emitidos por el programa de balanceo para este circuito, en sus condiciones originales, muestran que las pérdidas de energía en las líneas primarias alcanzan los 60.68kWh/día y que la corriente por el conductor neutro alcanza los 41.75 %. Los resultados obtenidos se encuentran ordenados por corriente de neutro, pérdidas de energía y número de reconexiones respectivamente. Como se explicó para el circuito anterior, debe seleccionarse una variante que con pocas reconexiones garantice una buena reducción de la corriente de neutro y de las pérdidas de energía. Teniendo en cuenta esto, se seleccionó la variante # 17. En la figura 3.11 se muestran las variantes de balanceo obtenidas para este circuito y los resultados de la variante seleccionada.

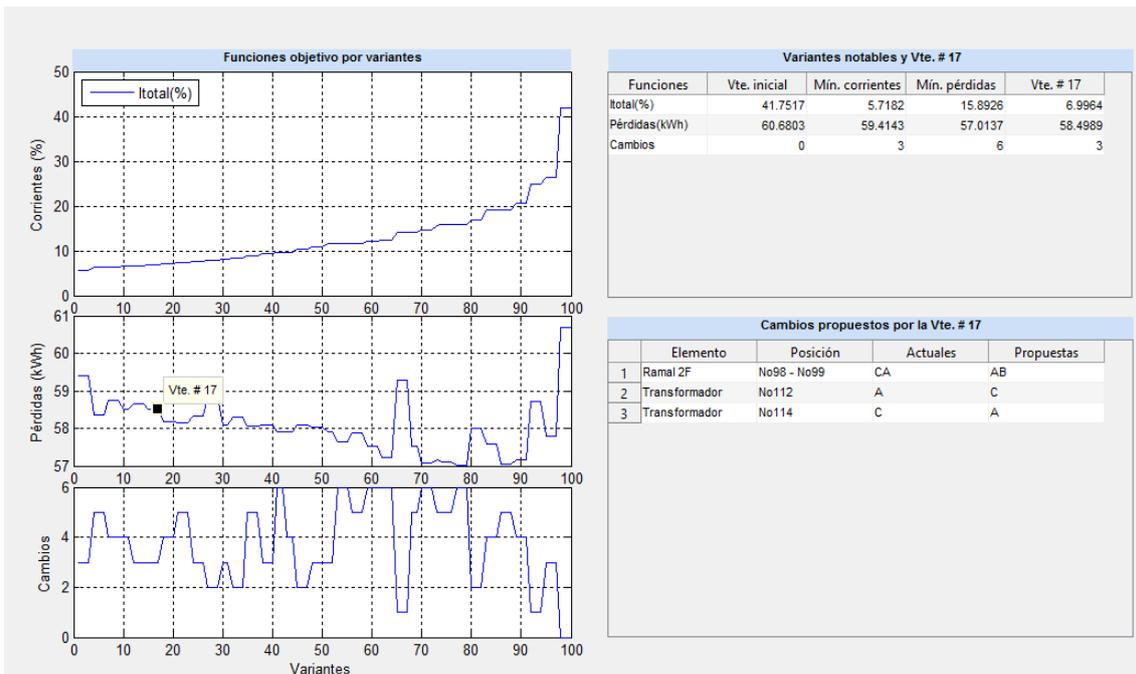


Figura 3.11: Variantes de balanceo para el circuito 144.

Analizando los resultados obtenidos para la variante # 17, puede verse que la corriente de desbalance debe experimentar una disminución de 34.76 %, las pérdidas de energía deben reducirse en 2.19kWh/día y solo se deben efectuar tres reconexiones. Aunque los ahorros de energía que se consiguen en este caso son pequeños, debe notarse que las pérdidas de energía del circuito también lo son. En la figura 3.12 se señalan los puntos del circuito donde deben efectuarse los cambios propuestos por el programa.

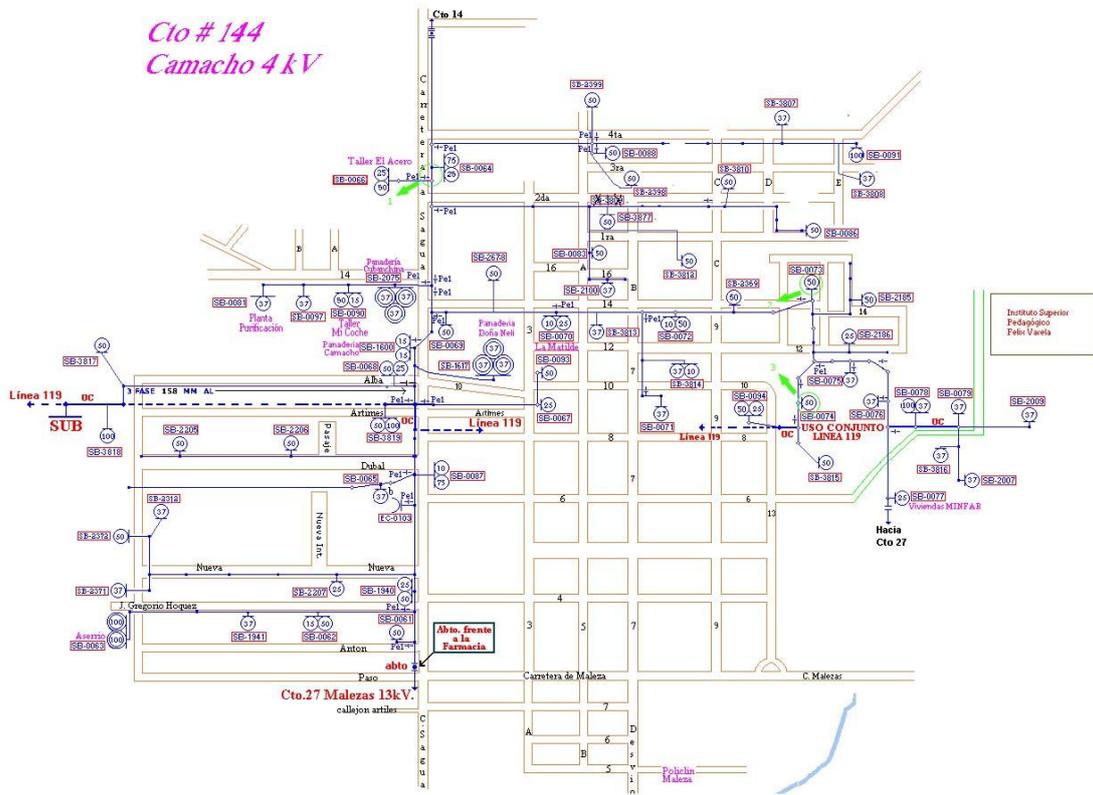


Figura 3.12: Cambios propuestos para el circuito 144.

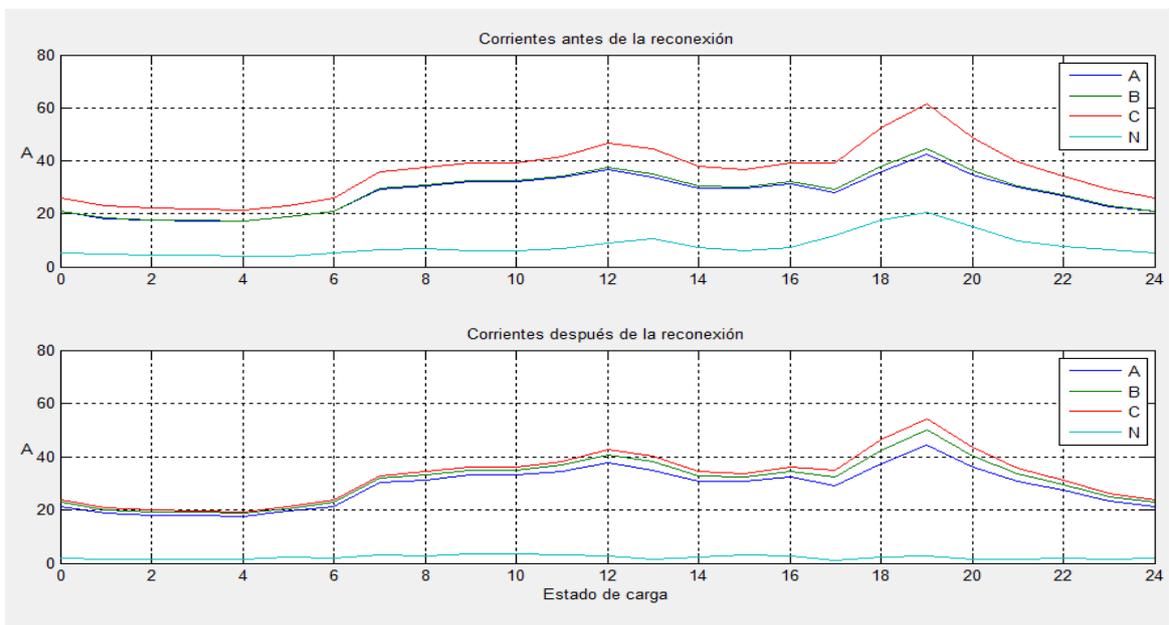


Figura 3.13: Corrientes estimadas antes y después del balanceo.

CONCLUSIONES

A partir de los resultados obtenidos en el presente trabajo, puede llegarse a las siguientes conclusiones:

- ✓ Al realizar el celaje de los circuitos se pudo comprobar que los datos de los mismos se encontraban totalmente desactualizados.
- ✓ En los circuitos analizados solo se tuvo acceso a mediciones de los interruptores principales, por lo tanto, fue necesario realizar una estimación de las cargas utilizando un programa de estimación.
- ✓ Las bases de datos del Radial para todos los circuitos se han ajustado de forma bastante precisa a los gráficos de carga de las corrientes medidas por los recerradores NULEC.
- ✓ El programa de balanceo basado en el algoritmo NSGA-II ha tenido un comportamiento favorable en todas las corridas en cuanto a tiempo de ejecución y convergencia. Brindando múltiples soluciones, lo que permite escoger la variante más adecuada consultando siempre con la dirección técnica de la Empresa Eléctrica.
- ✓ Para lograr resultados de mayor calidad debe reducirse el tiempo entre la toma de datos y la ejecución del balanceo, pues de esta manera se evita en lo posible las modificaciones en el circuito.
- ✓ Las soluciones obtenidas en los diferentes circuitos permiten estimar un buen comportamiento en cuanto a balance y pérdidas de los mismos cuando estas se logren aplicar.

RECOMENDACIONES

1. Actualizar las bases de datos de los diferentes circuitos de distribución primaria de la ciudad de santa clara para posteriores estudios.
2. Aplicar los cambios propuestos para el balanceo en cada uno de los circuitos estudiados.
3. Continuar perfeccionando los métodos computacionales de estimación y ajuste de cargas en los circuitos de distribución primaria.
4. Realizar tomas de carga en los transformadores para facilitar el proceso de estimación y balanceo, dando resultados más cercanos a los reales.
5. Realizar una evaluación previa detallada de las variantes a utilizar, con el fin de conocer su disponibilidad real.
6. Utilizar al máximo las potencialidades del programa de balanceo y realizar el balance de los circuitos en diferentes puntos cuando sea pertinente.
7. Extender el proceso de balanceo a otros circuitos de distribución primaria de la provincia en aras lograr una mayor eficiencia del servicio prestado.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M. A. Cuellar, "Metodología para el Balanceo de Circuitos de Distribución Primaria," Tesis para la opción al título académico de Master en Ingeniería Eléctrica, Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Santa Clara, 2014.
- [2] Ramírez, C. H. (1984). *Redes y Sistemas Eléctricos La Habana*, pp.14
- [3] I. P. Abril, "Genetic Algorithm for the Load Balance on Primary Distribution Circuits," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 8, no.5, September 2010.
- [4] S. D. F. Dotres, "Ajustes de las derivaciones de los transformadores," Departamento Energético, Facultad de Ingeniería, Universidad de Oriente, Santiago de Cuba, 2004.
- [5] Short, T. (2004). *Electric Power Distribution Handbook*. B. Raton. New York, pp.22.
- [6] Short, T. (2004). *Electric Power Distribution Handbook*. B. Raton. New York, pp.28.
- [7] S. D. F. Dotres, "Ajuste de las derivaciones de los transformadores," Departamento Energético, Facultad de Ingeniería, Universidad de Oriente, Santiago de Cuba, 2004.
- [8] L. C. Fernández, *Sistemas Electroenergéticos*, Parte I, Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Santa Clara, 1977.
- [9] "Desbalance de Tensiones en Sistemas Trifásicos," ECAMEC Tecnología, septiembre de 2009.
- [10] L. C. Fernández y J. L. Jassa, "La Representación de las Cargas y el Análisis de los Circuitos de Distribución Primaria," *Revista Energética*, vol. 23, no.3, 2002.
- [11] P.E. Issouribehere, J. C. Barbero, y G. A. Barbera, "Estudio Comparativo de las diferentes definiciones de los Factores de Desbalance de Tensiones y Corrientes en los Sistemas Trifásicos," Décimo Tercer Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ, Puerto Iguazú, Argentina, mayo de 2009.
- [12] *Motors and Generators*, ANSI/NEMA Standard MG1, 1993.
- [13] *IEEE Standard Test Procedure for Polyphasers Induction Motors and Generators*, IEEE Standard 112, 1991.

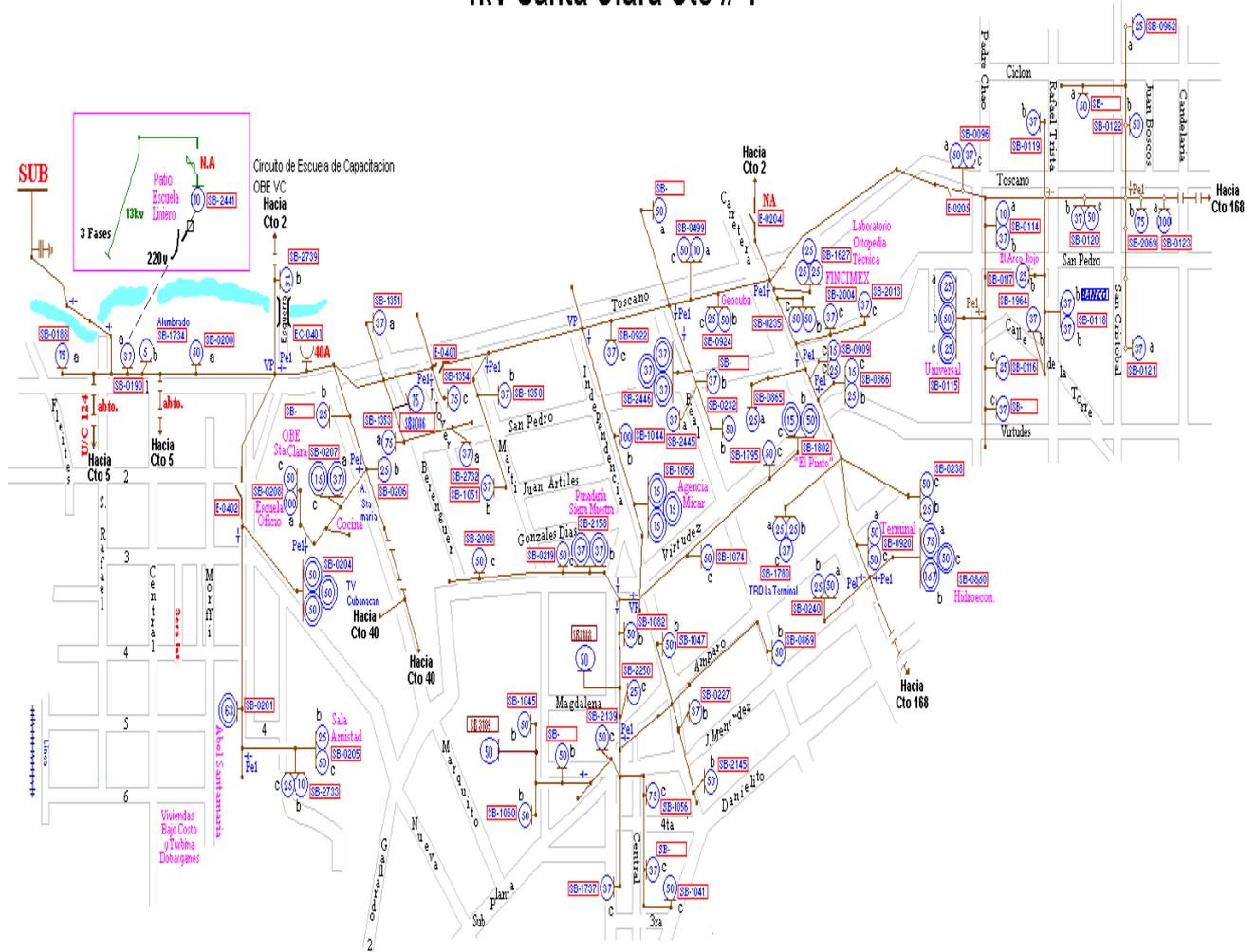
- [14] *Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods*, IEC 61000-4-30, 2003.
- [15] *Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods*, IEC 61000-4-30, 2003.
- [16] G. Casaravilla y V. Echinope, "Desbalances-Estudio de alternativas para su estimación," Instituto de Ingeniería Eléctrica, Universidad de la República, 2009.
- [17] M. A. Cuellar, "Metodología para el Balanceo de Circuitos de Distribución Primaria," Tesis para la opción al título académico de Master en Ingeniería Eléctrica, Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Santa Clara, 2014.
- [18] R. P. Broadwater, A. H. Khan, H. E. Shaalan, and R. E. Lee, "Time varying load analysis to reduce distribution losses through reconfiguration," *IEEE Trans. PowerDelivery*, vol. 8, no. 1, pp. 294-300, January 1993.
- [19] *European standard for voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems*, CENELEC, EN 50160, ed: CENELEC TCX, 2006.
- [20] *Electromagnetic Compatibility (EMC) - Part 2-2: Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signalling in public low-voltage power supply systems*, IEC 61000-2-2, 1990.
- [21] *Electric Power Systems and Equipment-Voltage Ratings (60 Hertz)*, ANSI Standard Publication no. ANSI C84-1, 1995.
- [22] *Tensiones Normalizadas*, Norma Cubana NC: 365, Oficina Nacional de Normalización, Ciudad de la Habana, 2011.
- [23] I. P. Abril, "Fundamentación Técnica del Programa de Balance de Fases," Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Santa Clara, mayo de 2016.
- [24] T.-H. Chen, 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.

- [25] C.-H. Lin, C.-S. Chen, H.-J. Chuang, C.-Y. Ho, "Heuristic Rule-Based Phase Balancing of Distribution Systems by Considering Customer Load Patterns", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No.2, pp. 709-716, May 2005.
- [26] A. Ruiz, J. C. Galviz, R. Gallego, "Solución al Problema de Balance de Fases y Reconfiguración de Alimentadores Primarios bajo un Modelamiento Trifásico usando SimulatedAnnealing", Scientia et Technica, Vol. 12, No. 30, pp. 1-6, 2006.
- [27] C-H. Lin, C-S. Chen, H-J. Chuang, M-Y. Huang, C-W Huang, "An Expert System for Three-Phase Balancing of Distribution Feeders", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, No. 3, pp. 1488-1496, 2008.
- [28] C.H. Lin, C.S. Chen, M.Y. Huang, H.J. Chuang, M.S. Kang, C.Y. Ho and C.W. Huang, "Optimal Phase Arrangement of Distribution Feeders Using Immune Algorithm", 14th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems, ISAP 2007, November 4 - 8, 2007, Kaohsiung, Taiwan.
- [29] M. Y. Huang, C. S. Chen, C. H. Lin, M. S. Kang, H. J. Chuang, C. W. Huang, "Three-Phase Balancing of Distribution Feeders using Immune Algorithm". IET Generation, Transmission and Distribution, Vol. 2, No. 3, pp. 383-392, 2008
- [30] R. A. Hooshmad, S. Soltani, "Fuzzy Optimal Phase Balancing of Radial and Meshed Distribution Networks Using BF-PSO Algorithm", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 27, Issue 1, pp. 47-57, 2012.
- [31] Ignacio Pérez Abril, "Genetic Algorithm for the Load Balance on Primary Distribution Circuits", IEEE Latin América Transactions, Vol. 8, No. 5, Sept. 2010.
- [32] K. Deb, A. Pratap, S. Agarwal, T. Meyarivan, "A Fast and Elitist Multiobjective Genetic Algorithm: NSGA-II", IEEE Trans. on Evolutionary Computation, Vol.6, No. 2, pp 182 – 197, 2002.
- [33] A. Seshadri. NSGA-II source code. available in: «<http://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/10429-nsga-ii-a-multi-objective-optimization-algorithm/content/NSGA-II/>»
- [34] I. P. Abril, "Fundamentación Técnica del Programa de Estimación de Cargas," Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Santa Clara, mayo de 2016.

ANEXOS

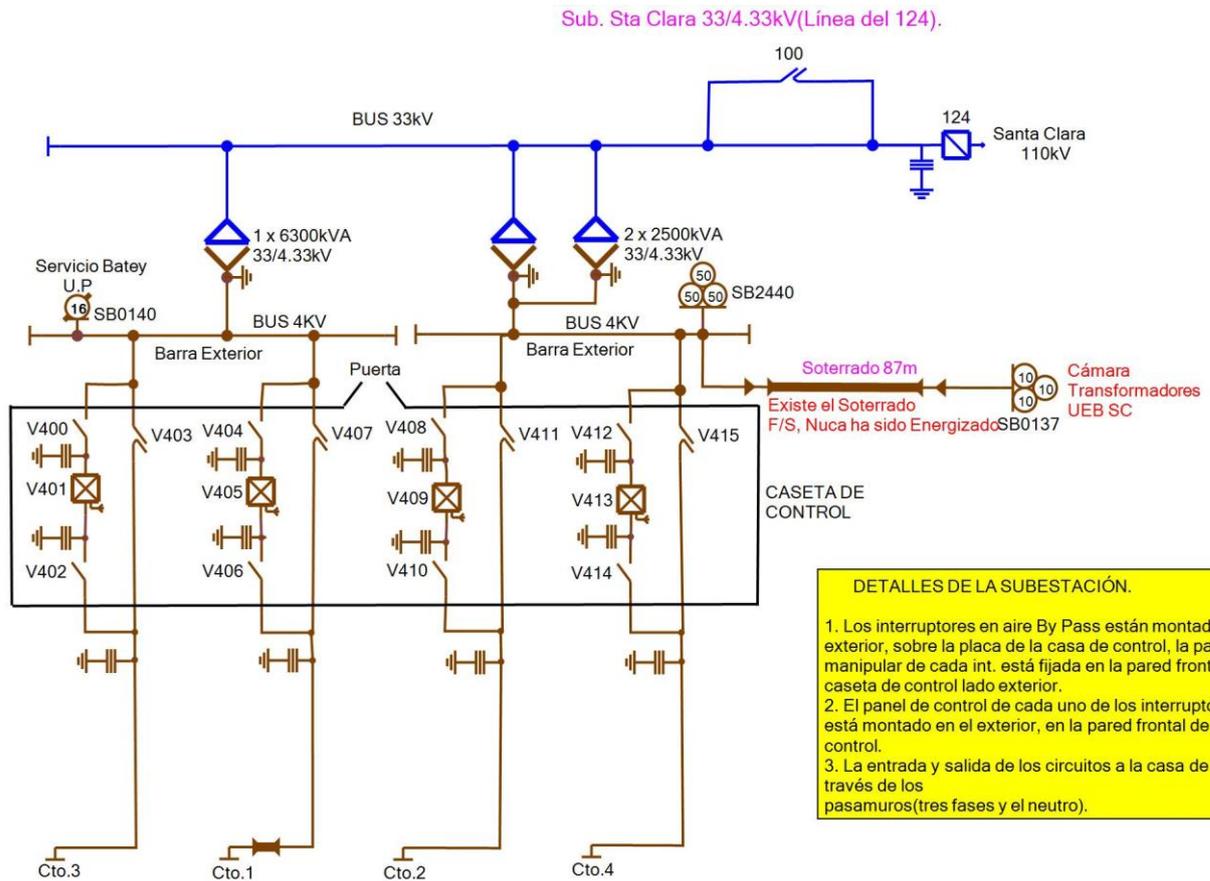
Anexo 1: Planos actualizados de los circuitos

4kV Santa Clara Cto # 4



Anexo 2: Alimentación de los circuitos

Circuito 4kV



Circuito 144

Sub Camacho 34.5/4.16kV(Línea 119)

