

UCLV
Universidad Central
"Marta Abreu" de Las Villas



FIE
Facultad de
Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética

TRABAJO DE DIPLOMA

Título: Balanceo y cálculo de pérdidas en los circuitos
de distribución primaria 2 y 27

Autor: Juan Carlos López Méndez

Tutor: Dr. Ignacio Pérez Abril

UCLV
Universidad Central
"Marta Abreu" de Las Villas



FIE
Facultad de
Ingeniería Eléctrica

Electroenergetic Department

TRABAJO DE DIPLOMA

Title: Balanceo y cálculo de pérdidas en los circuitos de distribución primaria 2 y 27

Author: Juan Carlos López Méndez

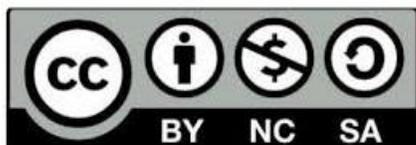
Thesis Director: Dr. Ignacio Pérez Abril

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

Solo los tontos necesitan orden, los genios pueden manejar el caos.

Albert Einstein

DEDICATORIA

A mi madre que desde muy pequeño me enseñó que ser un hombre no es solamente ser de sexo masculino. Que siempre estuvo a mi lado en dando lo mejor de sí en todo momento, cosechando hoy el fruto de tanto esfuerzo.

AGRADECIMIENTOS

A mi madre por su apoyo incondicional que siempre me dio la razón aunque en ocasiones no la tenía, a mi tío que desde pequeño estuvo conmigo como un padre, a mi padrastro que ha hecho menos compleja mi vida de estudiante, al resto de mi familia que no quise seguir haciendo énfasis en nombrarlos porque se me va a quedar algún nombre, a mi tutor, a mis compañeros que en estos cinco años hemos vivido literalmente de todo y no sé cómo será cuando esta etapa acabe, somos una familia y lo seguiremos siendo, ustedes saben quiénes son. A todo aquel que creyó en mí, gracias; y al que no, que pena sobrecumplir sus expectativas.

TAREA TÉCNICA

- Realización del celaje de los circuitos de estudio.
- Estimación de las cargas de los bancos de transformadores a partir de las mediciones.
- Determinación de las acciones posibles de balanceo.
- Asistencia a los técnicos en las acciones de balanceo.
- Evaluación de los resultados del balanceo en los circuitos.

RESUMEN

El desbalance entre las corrientes de fase de un circuito de distribución primaria provoca un incremento de las pérdidas de energía en las líneas 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 tierra. El objetivo del presente trabajo consiste en desarrollar un método que reduzca al mínimo la corriente por el neutro, minimice las pérdidas de energía en toda la longitud de un circuito de distribución diversamente ramificado mediante las mínimas operaciones de reconexión de los ramales de una o dos fases y de los bancos y transformadores de distribución. Con este fin se emplea el algoritmo NSGA-II de optimización multiobjetivo, cuya efectividad se prueba con varios ejemplos prácticos.

Palabras claves: desbalance, corriente, pérdidas, energía, distribución.

TABLA DE CONTENIDOS

PENSAMIENTO	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS	v
TAREA TÉCNICA	vi
RESUMEN	vii
INTRODUCCIÓN	11
Organización del informe	13
CAPÍTULO 1. DESBALANCE EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA	
14	
1.1 Características de los circuitos de distribución primaria	14
1.1.1 Red Radial.....	15
1.2 Características de los circuitos de distribución en Cuba	17
1.3 Definiciones de desbalance	18
1.3.2 Causas del desbalance	21
1.3.3 Desbalance y sus efectos:.....	21
1.4 Situación del desbalance en Santa Clara	22
CAPÍTULO 2. PROGRAMA PARA EL BALANCEO DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA	25
2.1 Introducción.....	25

2.2	Formulación del problema.....	27
2.2.1	Variables independientes	27
2.2.2	Funciones objetivo	32
2.3	Implementación del NSGA-II.....	34
2.3.1	Representación de las variables (Cromosomas).....	35
2.3.2	Cálculo de las funciones objetivo	35
2.4	Procedimiento de estimación de cargas.....	35
2.4.1	Ajuste de las cargas	37
2.4.1.1	Transformadores trifásicos	38
2.4.1.2	Bancos de tres transformadores Y- Δ	39
2.4.1.3	Bancos de dos transformadores	40
2.4.1.4	Transformadores monofásicos.....	41
2.4.2	Algoritmo de ajuste de las cargas	42
2.4.3	Algoritmo de estimación.....	43
CAPÍTULO 3. RESULTADOS DEL BALANCEO DE LOS CIRCUITOS SELECCIONADOS.....		45
3.1	Introducción.....	45
3.2	Análisis del Circuito 27	46
3.2.1	Estimación de cargas y balanceo del circuito 27	48
3.3	Circuito 2.....	52
3.3.1	Estimación de cargas y balanceo del circuito 2	54
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		58
Conclusiones		58
Recomendaciones		59
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		60

ANEXOS.....	65
-------------	----

Lista de Figuras

FIGURA 1.1 DOS CIRCUITOS RADIALES CON LAZO ABIERTO ENTRE ELLOS	16
FIGURA 1.2 EJEMPLO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE SECUNDARIO ENMALLADO.....	17
FIGURA 1.3 COMPORTAMIENTO DEL % NEMA Y % IN DEL CIRCUITO 27	23
FIGURA 1.4 COMPORTAMIENTO DEL % NEMA Y % IN DEL CIRCUITO 2	24
FIGURA 2.1 BANCO DE TRANSFORMADORES CON CONEXIÓN Y- Δ	28
FIGURA 2.2 BANCO DE TRANSFORMADORES CON CONEXIÓN Y ABIERTA - Δ ABIERTA	29
FIGURA 3.1 COMPORTAMIENTO DE LAS CORRIENTES EN EL CIRCUITO 27.....	47
FIGURA 3.2 COMPORTAMIENTO DE LAS POTENCIAS EN EL CIRCUITO 27	47
FIGURA 3.3: ESTIMACIÓN REALIZADA PARA EL CIRCUITO 27.....	49
FIGURA 3.5 VARIANTES DE BALANCEO PARA EL CIRCUITO 27.....	50
FIGURA 3.6: CAMBIOS PROPUESTOS PARA EL CIRCUITO 27.....	51
FIGURA 3.7 CORRIENTES ESTIMADAS ANTES Y DESPUÉS DEL BALANCEO	51
FIGURA 3.8 COMPORTAMIENTO DE LAS CORRIENTES EN EL CIRCUITO 2.....	53
FIGURA 3.9 COMPORTAMIENTO DE LAS POTENCIAS EN EL CIRCUITO 2	53
FIGURA 3.10 ESTIMACIÓN REALIZADA PARA EL CIRCUITO 2.....	54
FIGURA 3.11: VARIANTES DE BALANCEO PARA EL CIRCUITO 2	55
FIGURA 3.12 CAMBIOS PROPUESTOS PARA EL CIRCUITO 2	56
FIGURA 3.13: CORRIENTES ESTIMADAS ANTES Y DESPUÉS DEL BALANCEO.....	56

Lista de Tablas

TABLA 2.1 CORRIENTE EN EL PRIMARIO DE LOS TRANSFORMADORES	30
TABLA 2.2 POSIBLES CONEXIONES ENTRE LOS RAMALES Y TRANSFORMADORES.....	30
TABLA 2.3 POTENCIAS EN EL PRIMARIO DE LOS TRANSFORMADORES.....	37
TABLA 3.1 POTENCIAS INSTALADAS EN EL CIRCUITO 27	46
TABLA 3.2 POTENCIAS INSTALADAS EN EL CIRCUITO 2	52

INTRODUCCIÓN

Dentro del Sistema Electroenergético Nacional las redes de distribución primaria son de vital importancia, debido a estas se encargan de brindar a los usuarios la energía eléctrica con la continuidad y calidad requerida. Por eso se deben tener en cuenta varias cuestiones fundamentales para que estos posean una debida eficiencia: estado de los conductores y demás elementos asociados a estos, el calibre de los mismos, el grado de cargabilidad de los transformadores y bancos de transformadores y el nivel de desbalance que pueden tener los circuitos debe ser mínimo porque esto trae consigo consecuencias negativas.

Lograr un balanceo adecuado de las cargas por fase en un circuito de distribución las 24 horas del día y en cada uno de los nodos de este, desde el punto de vista operativo, es prácticamente imposible. Cuestión esta que sería la condición de máxima eficiencia de un circuito trifásico. Sin embargo, la utilización 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 de 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). Esto se ha comprobado en dos circuitos del municipio de Santa Clara (2 y 27), con ayuda de mediciones realizadas por los interruptores NULEC.

En años anteriores se han realizado trabajos investigativos por parte de profesores y estudiantes sobre este tema, entre ellos varios trabajos de diploma. Sin embargo, se requiere de la continuidad de su estudio y aplicación práctica para constatar la efectividad de

la metodología de trabajo. Además, el balanceo de los circuitos es una tarea que debe realizarse periódicamente para lograr mantener una operación eficiente de las redes.

Los circuitos de distribución primaria se consideran unas de las redes trifásicas más desbalanceadas que existen, debido 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. Cuando 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. Se desea determinar las reconexiones óptimas de los ramales y bancos de transformadores para balancear los circuitos de distribución primaria 2 y 27 del municipio de Santa Clara.

Basada en la caracterización de la situación problemática antes expuesta y derivada de esta, el problema científico que se enfrenta en la investigación radica en ¿Cuáles son las acciones óptimas para balancear los circuitos 2 y 27 del municipio de Santa Clara?

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

- Proponer acciones para balancear los circuitos de distribución primaria 2 y 27 del municipio 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:

- Describir los métodos de balanceo de circuitos de distribución primaria.
- Obtener los datos necesarios para el balanceo de los circuitos
- Elaborar un procedimiento que permita la estimación y el ajuste de las cargas.
- Aplicar el programa de balanceo a varios circuitos y seleccionar las variantes más adecuadas.
- Evaluar los resultados del balanceo en los circuitos 2 y 27

Organización del informe

- **Introducción:** Se aplican los antecedentes, la trascendencia y la necesidad de la investigación. Se definen los objetivos del trabajo, así como el problema científico.
- **Capítulo I:** En este capítulo se establece el marco teórico. En él se presentan los elementos teóricos vinculados a la calidad de la energía en los circuitos primarios.
- **Capítulo II:** Se expone el método de cálculo y optimización necesarios para realizar el balanceo.
- **Capítulo III:** Se exponen los resultados antes y después de realizadas las operaciones de balanceo.

Finalmente, las conclusiones y recomendaciones del caso responden a las determinaciones del problema de investigación. Las referencias bibliográficas que permiten encontrar los orígenes que validan la información encontrada en este documento.

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. De estos elementos, se abordará en el siguiente trabajo la parte de distribución primaria, lo referente a sus características fundamentales y al fenómeno del desbalance que se presenta frecuentemente 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 líneas de distribución son las encargadas de conectar las cargas individuales de un área dada (pueblo, industria, etc.) con las líneas de transmisión y subtransmisión, su importancia es tal que en algunos países se estudia una especialidad en sistema de distribución, debe de destacarse que estas tienen mayor recorrido que el resto de las líneas de transmisión y subtransmisión, todas las partes antes mencionadas conforman el sistema eléctrico cuya función fundamental es servir la energía que demandan los consumidores. La operación del sistema eléctrico debe ser tal que garantice en forma continua toda la energía eléctrica que se demanda. Debe destacarse que la energía eléctrica no se almacena, por tanto, siempre debe haber un equilibrio entre oferta y demanda. [1] Las redes de distribución primaria pueden tomar diferentes formas dependiendo de las características de la carga a servir, que deben cumplir con determinados principios comunes que a su vez lo diferencian de los otros tipos de redes. Como algunos de ellos que se exponen a continuación:

- 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. [2]

1.1.1 Red Radial

Las redes radiales son aquellas en las cuales la corriente cuenta con una trayectoria única que parte desde la subestación de transmisión o subtransmisión hasta los primarios de los transformadores de distribución o hasta una carga dada.

Ventajas:

- Simplicidad.
- 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. [1]
- Mala regulación de voltaje.

Para mejorar la fiabilidad de los circuitos radiales se proporcionan a menudo lazos abiertos como el mostrado en Figura 1.1. 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. [3]

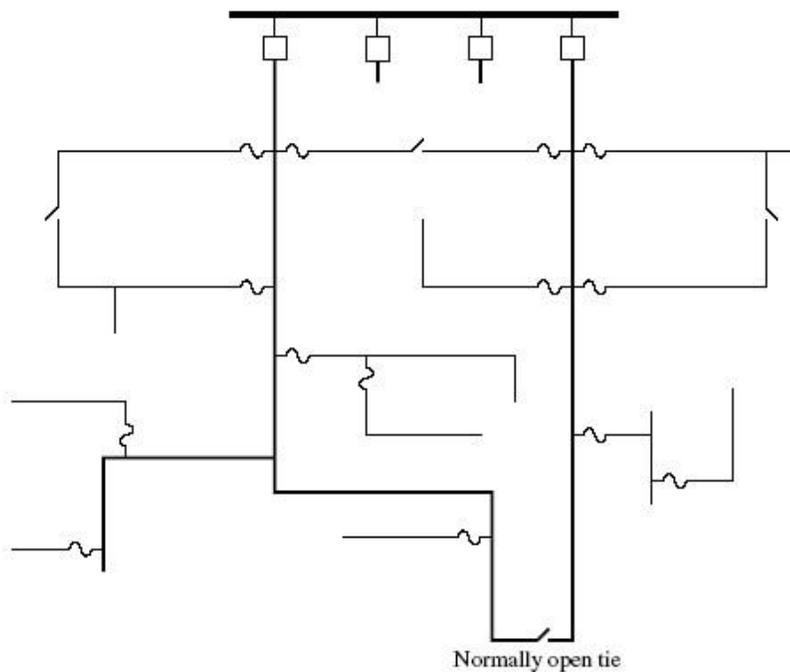


Figura 1.1 Dos circuitos radiales con lazo abierto entre ellos

El esquema del circuito primario en lazo brinda un servicio más fiable, que en ocasiones son utilizados en hospitales u otros centros de vital importancia. Si un elemento del circuito primario falla, todos los clientes críticos pueden seguir siendo alimentados debido a la utilización de los interruptores del transformador. Por lo que estos sistemas cuentan con las siguientes ventajas: buena regulación de voltaje y alta confiabilidad de servicio. [4]

Algunos circuitos de distribución no son radiales. Los más comunes son la malla de las redes secundarias. En estos sistemas, los secundarios son enmallados juntos y tiene alimentación de varios circuitos de la distribución primaria, este sistema de distribución es el más confiable, de mejor característica de regulación de voltaje, pero es el más costoso. [5]

El uso de estos circuitos se limita a zonas densamente pobladas, donde los consumidores requieren un alto grado de fiabilidad en el suministro de energía eléctrica. Esta red se forma al interconectar todos los transformadores usados en la distribución de

forma tal que cada uno de estos transformadores contribuya de alguna medida a todas las cargas en alguna medida. En nuestro país este tipo de redes se puede apreciar en la zona central de la ciudad de La Habana.

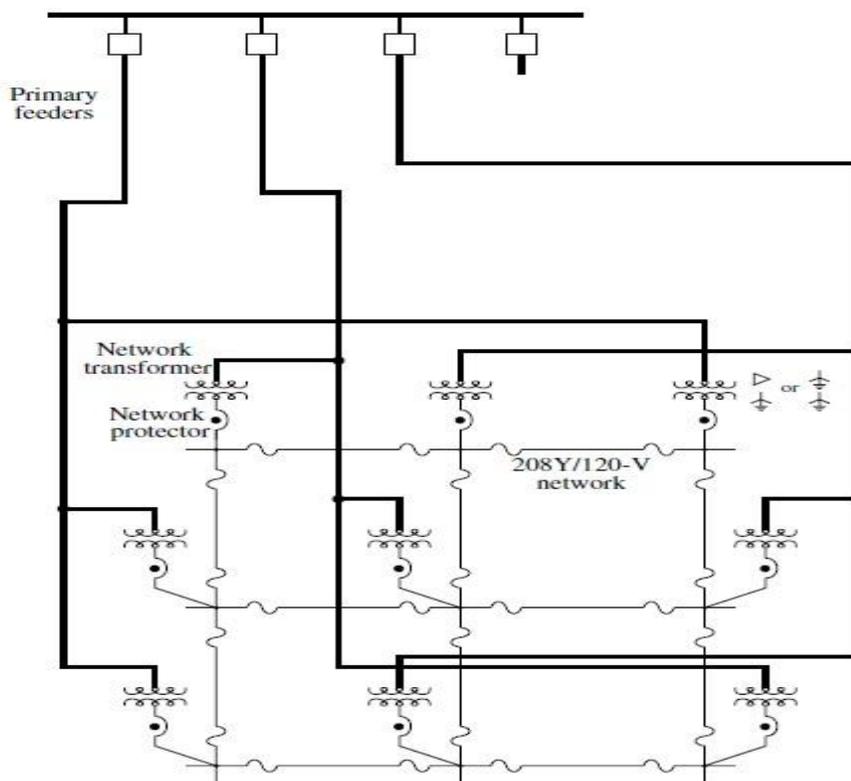


Figura 1.2 Ejemplo de un sistema de distribución de secundario enmallado

1.2 Características de los circuitos de distribución en Cuba

En nuestro país el diseño de distribución se conforma principalmente por los elementos de potencia que transporta la energía eléctrica desde los puntos de entrega del sistema de subtransmisión hasta los usuarios correspondientes. 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. 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 13.8 kV o 4.16 kV. Estos 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.

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. [6]

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. 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%.

Para medir el desbalance se han propuesto diferentes formas, 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*):

$$FDLV = \frac{\text{Max}\{(V_{ab} - V_{avg}), (V_{bc} - V_{avg}), (V_{ac} - V_{avg})\}}{V_{avg}} * 100\%$$

donde:

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

$$V_{avg} = \frac{V_{ab} + V_{bc} + V_{ac}}{3}$$

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

$$FDVF = \frac{\text{Max}\{(V_a - V_{avg}), (V_b - V_{avg}), (V_c - V_{avg})\}}{V_{avg}} * 100\%$$

donde:

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

$$V_{avg} = \frac{V_a + V_b + V_c}{3}$$

- 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:

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

donde:

V2- Tensión de secuencia negativa

V1- Tensión de secuencia positiva

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

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

donde:

I₂- Corriente de secuencia negativa

I₁- 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:

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

donde: κv es el módulo del factor de desbalance complejo y θv es el ángulo de fase en grados.

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 (raíz media cuadrática, de sus siglas en inglés) de las tensiones de línea directamente. La *American National Standards Institute* (ANSI) 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:

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

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 (δU): Consiste en determinar el porcentaje 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.

$$\delta U = \frac{U_{med(max)}}{U_{med}} * 100\%$$

donde:

$U(max)$: 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 porcentaje 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. [6]

1.3.2 Causas del desbalance

La principal causa son las cargas monofásicas sobre el sistema trifásico, debido a una distribución no homogénea, en especial la de consumidores de baja tensión de índole monofásicos. Para igual dispersión de cargas monofásicas, la configuración del tipo de red de distribución y transmisión incide sobre la propagación del desbalance. La configuración de red radial, mostrará niveles mayores que una red mallada. Las impedancias propias y mutuas entre fases no balanceadas presentarán desbalances en las caídas de tensión aún con cargas simétricas. El efecto de un banco trifásico de capacitores con una fase fuera de servicio presentará un desbalance de compensación de corriente reactiva capacitiva. Los hornos de arcos trifásicos, por su naturaleza de funcionamiento, presentan desbalances de carga variable a lo largo del proceso de fundición. [7]

1.3.3 Desbalance y sus efectos:

El desbalance trae consigo la 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 relés, provocando operaciones erráticas y sacando de funcionamiento los 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 (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) 1159 un desbalance de 3,5% en tensión puede resultar un 25% de aumento del calentamiento en algunos motores. Los bobinados del estator tanto en conexión delta como estrella, carecen de neutro, por lo que un sistema desbalanceado provocará corrientes de secuencia negativa. El torque total transmitido quedará compuesto por un torque positivo (directo) más un torque de menor intensidad en sentido contrario equivalente a un freno eléctrico. El flujo magnético con sentido rotacional inverso provoca: [8]

- Calentamiento adicional en el bobinado del estator.
- Pérdidas adicionales de potencia activa en el estator.
- Torque adicional en dirección opuesta al producido por el flujo magnético en sentido positivo (frecuencia de red).
- Aumento de corrientes inducidas en los arrollamientos y rotor, provocando aumento de pérdidas también en rotor.
- Vibraciones mecánicas.

Los análisis de laboratorio indican que hasta un 2% de desbalance, los motores no se ven muy afectados. Por encima del 2%, la eficiencia se verá reducida. [8]

1.4 Situación 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, a los cuales se les ha calculado el desbalance definido por la NEMA (Desbalance NEMA o %NEMA) y el % de la corriente por neutro (%In) que actualmente circula por estos circuitos:

$$\text{Desbalance NEMA} = \frac{\text{Máx}[|I_a - I_{prom}|, |I_b - I_{prom}|, |I_c - I_{prom}|]}{I_{prom}}$$

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

donde:

$\text{Maxk} |Ik - I_{prom}|$ – es el valor máximo de la diferencia entre las corrientes de fase (I) y el valor promedio de las corrientes de fase.

In – corriente por el neutro.

En las figuras 1.3 y 1.4 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.

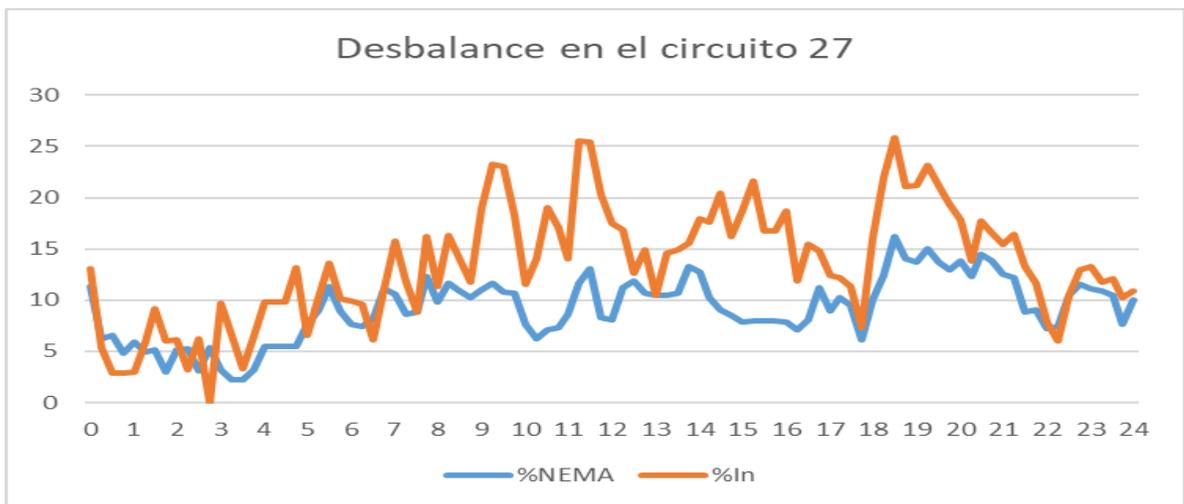


Figura 1.3 Comportamiento del % NEMA y % In del circuito 27

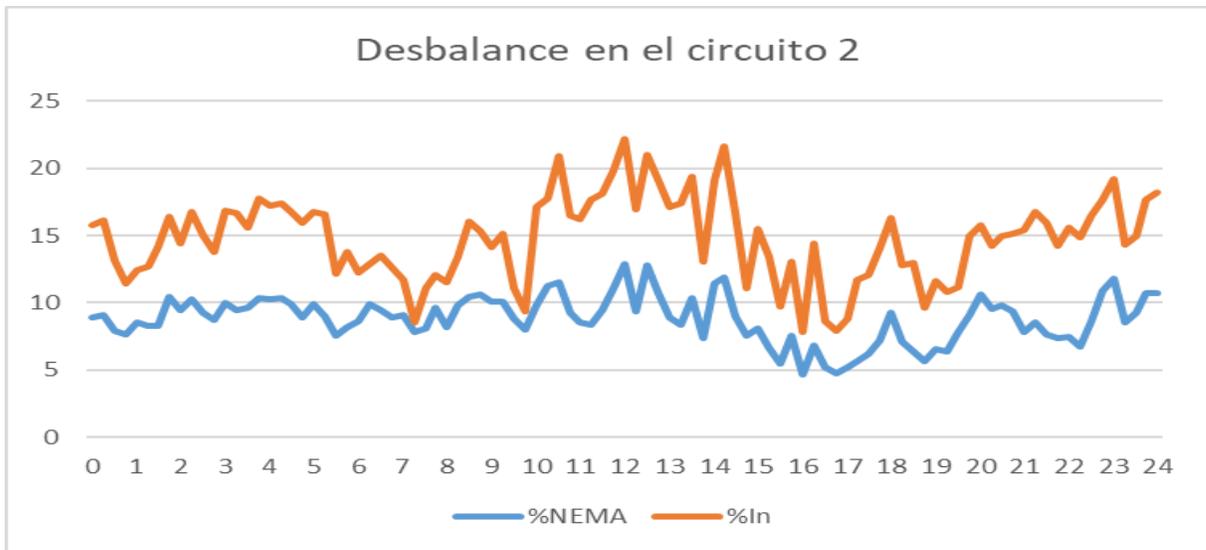


Figura 1.4 Comportamiento del % NEMA y % In del circuito 2

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

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

2.1 Introducción

En los circuitos de distribución primaria pueden aplicarse dos estrategias relacionadas, con el objetivo de reducir las pérdidas de energía y la circulación de corriente por el conductor neutro, 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 [8].

Los circuitos de distribución primaria se encuentran entre las redes trifásicas más desbalanceadas, el desbalance entre las corrientes de fase provoca dos problemas fundamentales: el incremento de las pérdidas en los conductores primarios y la presencia de una alta corriente de neutro en operación normal que dificulta la detección de las fallas a tierra por los dispositivos de protección. Debe tenerse en cuenta que la corriente de desbalance no se manifiesta de igual forma en toda la extensión del circuito. Un circuito puede tener un balance perfecto en su extremo de la fuente y estar muy desbalanceado en otras secciones o ramales, de esta forma, las pérdidas debidas al desbalance pueden ser altas en un circuito aparentemente balanceado [8].

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 [8].

Varias técnicas de optimización como: redes neuronales artificiales [7, 9], lógica difusa [10], evolución diferencial [11], colonia de hormigas [12], etc. se han utilizado para la reconfiguración de la distribución mediante la operación de los desconectivos.

También, el balance de fases se ha resuelto mediante diferentes métodos como: programación entera mixta [13], simulación del recocido [14, 15], algoritmo genético (AG) [16], algoritmos heurísticos [17, 18], algoritmo inmune [19, 20], etc.

El AG de la referencia [16] busca el balance de fases y la reducción de las pérdidas mediante la optimización de las conexiones de los transformadores de distribución. Sin embargo, el número de reconexiones necesarias resulta muy alto para ser práctico.

La referencia [17] presenta un algoritmo heurístico para la reconexión de los ramales de dos fases y neutro o de una fase y neutro con el objetivo de reducir las pérdidas y mejorar el balance en varios puntos del circuito. Además, otra heurística de búsqueda hacia atrás se propone en [18] para ajustar las conexiones de los ramales, pero solo se considera la minimización de un índice de desbalance en cada segmento de línea.

En las referencias [19, 20] se propone un algoritmo inmune para reconectar los ramales y transformadores de distribución. La función multiobjetivo considera el desbalance de las corrientes, el costo de las interrupciones del servicio y el costo de la mano de obra para implementar las soluciones.

Un sistema experto para obtener la estrategia de balance de fases se propone en [21]. Esta herramienta trata de reducir la corriente de neutro y consecuentemente evitar los disparos indeseables de la protección de falla a tierra. Las referencias [22,23] proponen una herramienta de optimización combinatoria basada en lógica difusa, redes neuronales

y un método heurístico rápido para balancear las corrientes. La aproximación propuesta en [24] efectúa el balance de fases mediante la introducción de nuevas conexiones en los devanados de los transformadores de distribución.

El balance de fases se realiza en [25, 26] por: optimización por enjambre de partículas, forraje de bacterias y técnicas difusas. La función multiobjetivo considera: la corriente de neutro, el costo de reconexión, las caídas de tensión y las pérdidas. En la referencia [27] se investiga el uso de simulación del recocido caótica, mientras que en [28] y [29] se emplea una técnica auto-adaptativa de evolución diferencial y un algoritmo heurístico híbrido respectivamente. Seis algoritmos para el balance de fases se estudian en [30], donde se sugiere a la programación dinámica como la técnica más apropiada para este problema. En [31] se propone el uso de un transformador balanceador que reduce el desbalance y mitiga las corrientes de armónicos en el neutro de los sistemas de distribución secundaria.

Como se ha explicado, varios métodos han sido aplicados para resolver el balance de fases. Sin embargo, no todos los trabajos referidos consideran todas las condiciones pertinentes, ni emplean un método eficiente de optimización multiobjetivo que permita obtener la frontera de Pareto del problema [7].

A partir de un trabajo previo sobre este problema [32] se desarrolló una aplicación computacional basada en el algoritmo genético por ordenamiento no-dominado (NSGA-II) que ahora se extiende para minimizar el desbalance en múltiples puntos y para todas las posibles condiciones de operación de la red eléctrica. Este trabajo formula el problema de balance de fases como la minimización de: 1) la corriente de desbalance en los puntos deseados del circuito; 2) las pérdidas de energía en los conductores primarios; y 3) el número de elementos que tienen que reconectarse para lograr estos objetivos [7].

2.2 Formulación del problema

Este problema de optimización de balance de fases, deben definirse las variables independientes y las funciones objetivo del problema a la hora de ser formulado.

2.2.1 Variables independientes

Este problema tiene como variables independientes las conexiones a las fases del circuito primario de: los bancos trifásicos de dos o tres transformadores monofásicos, los transformadores monofásicos de distribución, los ramales de dos fases y neutro y

los ramales de una fase y neutro. 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.

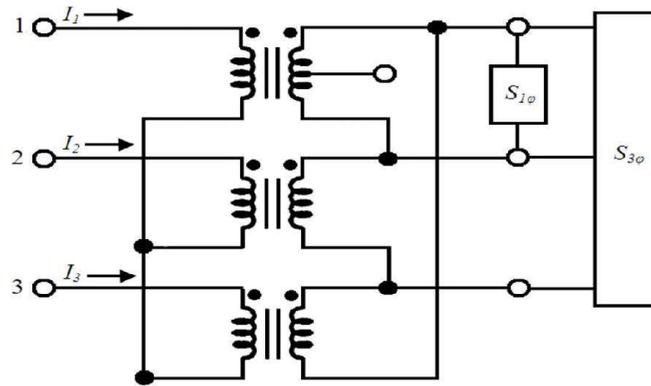


Figura 2.1 Banco de transformadores con conexión Y-Δ

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:

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

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

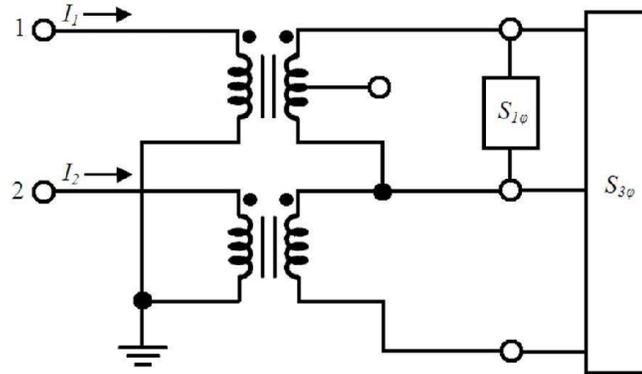


Figura 2.2 Banco de transformadores con conexión Y abierta - Δ abierta

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 240V. [8]

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

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

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

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

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 Corriente 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 entre los ramales y transformadores

Elemento	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. [9]

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. [8]

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}). [9]

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

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:

- Mínimas corrientes de neutro en los puntos deseados.
- Mínimas pérdidas de energía.
- 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 ($J_{N_{k,h}}$) es la suma de las corrientes de las (M_k) fases de la sección (k).

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

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

$$J_{N_{max}_k}(x,t) = \max_h \{J_{N_{k,h}}(x,t)\} \text{ where } h = 1 \dots 24 \quad (2.8)$$

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..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:

$$J_{N_{fun}_i}(x) = \max_{k,t} \{J_{N_{max}_k}(x,t)\} \text{ where } k \in K_i, t \in T_i \quad (2.10)$$

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), 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.

- Se genera una población inicial aleatoria de tamaño N .
- La población se ordena mediante un procedimiento de ordenamiento nodominado.
- 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 (Cromosomas)

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. [34]

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 [36].

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 [36].

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 [36].

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. [34]

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:

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

Esta expresión permite determinar un conjunto de potencias que sumadas igualan a la potencia medida en cada fase en el tiempo t. [34]

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. Por lo tanto, es necesario desarrollar un procedimiento 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 del banco $S_{3\phi}$, 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. [34]

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.[34]

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 reparta 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:

$$\begin{aligned} S_{trf_1} &= +\frac{2}{3} S_{1\phi} + \frac{1}{3} S_{3\phi} \\ S_{trf_2} &= -\frac{1}{3} S_{1\phi} \left(\frac{V_{2n}}{V_{1n}} \right) + \frac{1}{3} S_{3\phi} \\ S_{trf_3} &= -\frac{1}{3} S_{1\phi} \left(\frac{V_{3n}}{V_{1n}} \right) + \frac{1}{3} S_{3\phi} \end{aligned} \quad (2.17)$$

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

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

Resolviendo este sistema de ecuaciones se obtiene que:

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

De esta manera, 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:

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

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

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

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:

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

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:

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

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:

$$\begin{aligned} S_{3\phi} &= 3 \cdot S_2 / \left(1 - \frac{V_{2n}}{V_{3n}} \right) \\ S_{1\phi} &= S_1 - \frac{1}{3} S_{3\phi} \left(1 - \frac{V_{1n}}{V_{3n}} \right) \end{aligned} \quad (2.28)$$

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.

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

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:

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

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:

- Mejor ajuste a la corriente de neutro.
- 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 la descripción de la variante seleccionada.

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:

- 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.
- Identificar el calibre de los conductores de fase y del conductor neutro, así como la distancia aproximada de nodo a nodo.

- 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.
- 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 27

El circuito 27 tiene su origen en la subestación ubicada entre la Carretera de Maleza y la Circunvalación, se alimenta a través de un transformador de 2000 KVA que tiene una relación de voltajes de 33/13,8 KV. Las líneas que conforman el tronco del circuito ocupan una extensión de 2,4 Km aproximadamente. El circuito cuenta con 27 transformadores monofásicos con conexión entre fase y neutro, 5 bancos de dos transformadores con conexión estrella abierta-delta abierta, 2 bancos de tres transformadores con conexión estrella-delta y un transformador trifásico, para un total de 35 bancos de transformadores conectados en el circuito, el cual no posee ramales bifásicos ni monofásicos. La mayor parte de las cargas alimentadas por este son monofásicas y su gráfico de carga es residencial. Entre las cargas estatales más importantes que alimenta este circuito se encuentran: el Policlínico de Maleza, una Clínica Estomatológica, un Taller de Construcciones Metálicas, un Circulo Infantil, dos talleres y una panadería.

En la tabla 3.1 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 3.1 Potencias instaladas en el circuito 27

Potencias instaladas	Fase A	Fase B	Fase C
Cantidad de transformadores por fase	15	18	13
Potencia instalada por fase (kVA)	655	815	567,5
Potencia total instalada en el circuito (kVA)	2127,5		

La operación del circuito 27 es controlada por un interruptor. Los registros históricos obtenidos a partir de este permiten conocer el comportamiento de los parámetros

fundamentales del circuito en un periodo de tiempo determinado. Las figuras 3.1 y 3.2 muestran el comportamiento de las corrientes y las potencias del circuito en un periodo de tiempo que se extiende entre el 9 y el 15 de diciembre del 2018.

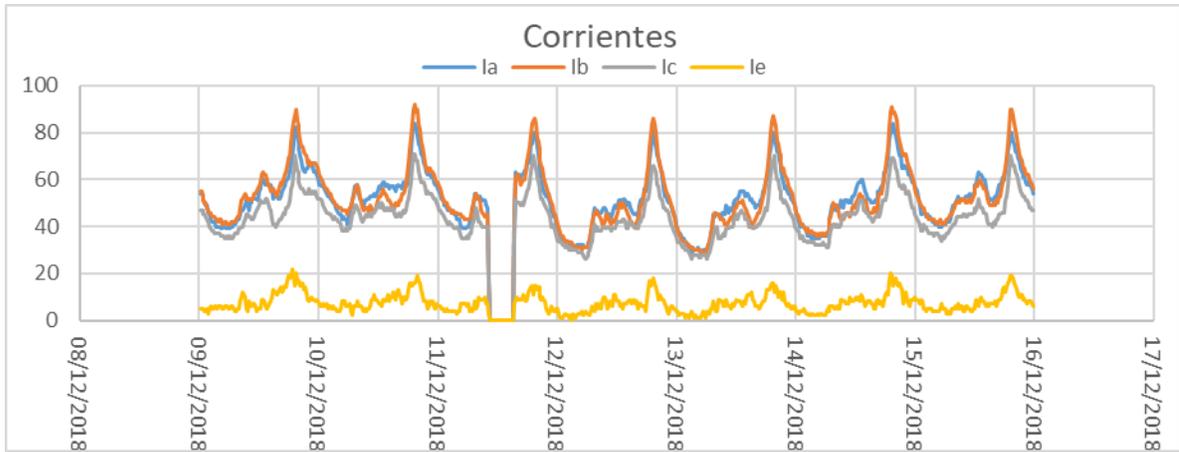


Figura 3.1 Comportamiento de las corrientes en el circuito 27

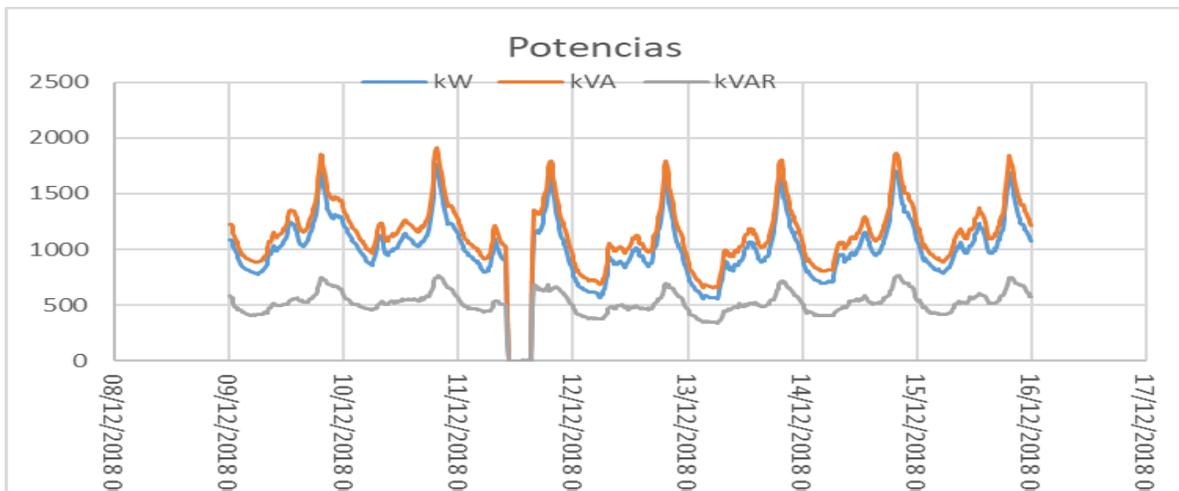


Figura 3.2 Comportamiento de las potencias en el circuito 27

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 todo el día la fase más cargada es la (b) y la menos cargada es la (c), 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 el horario pico.

3.2.1 Estimación de cargas y balanceo del circuito 27

La base para cualquier tipo de estudio a realizar en un circuito de distribución es el conocimiento con la mayor precisión posible de las cargas eléctricas suministradas por los distintos bancos de transformadores o transformadores monofásicos del circuito.

Al no existir mediciones actualizadas de las cargas y la imposibilidad de realizarlas. Nos fue necesario 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). Para ello se utilizó la herramienta computacional Matlab que dadas las mediciones totales del circuito en un día característico por el interruptor Nulec y contando con una base de datos actualizada de la estructura del circuito y las potencias de los transformadores de distribución, logra 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.

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 discontinuo 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.

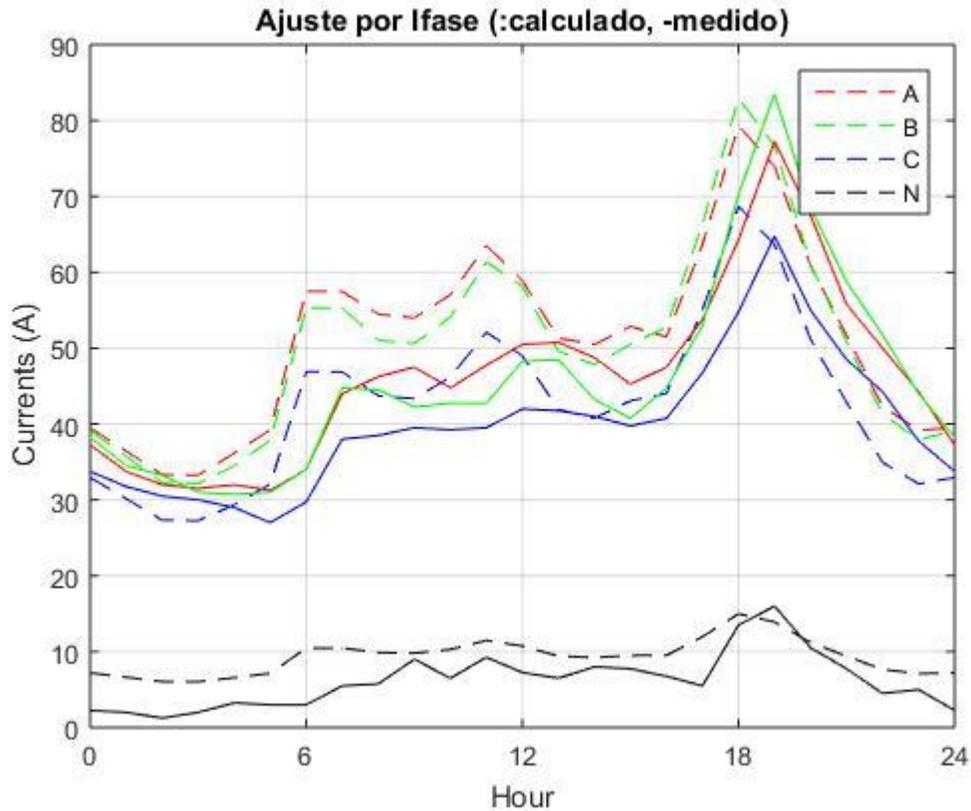


Figura 3.3: Estimación realizada para el circuito 27

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. 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 7 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 194,4199 kWh/día y que la corriente de neutro alcanza los 13,4517%. 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 # 34. En la figura 3.4 se muestran las variantes de balanceo obtenidas para este circuito y los resultados de la variante seleccionada.

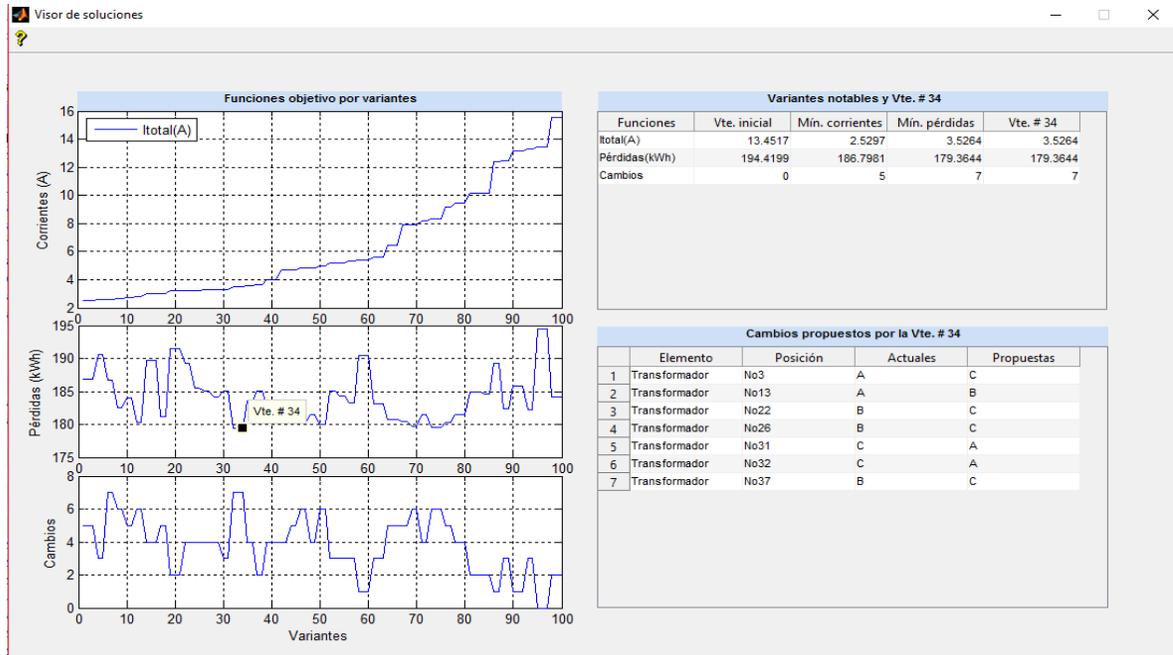


Figura 3.4 Variantes de balanceo para el circuito 27

Analizando los resultados obtenidos para la variante seleccionada, puede verse que la corriente de desbalance debe experimentar una disminución hasta el 3,5264%, las pérdidas de energía deben reducirse en 179,3644 kWh/día y solo deben efectuarse siete cambios. En la figura 3.5 se muestran los puntos del circuito donde deben efectuarse dichos cambios.

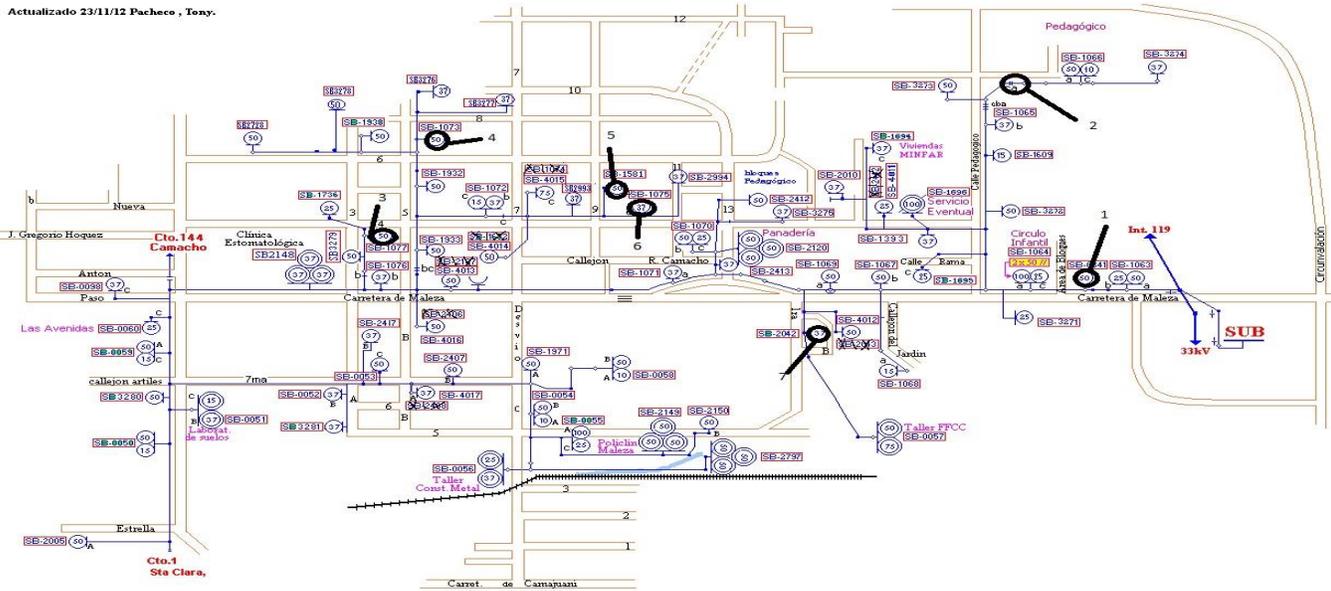


Figura 3.5: Cambios Propuestos para el circuito 27

Con la variante seleccionada el programa estima que las corrientes por las fases reciban un ajuste como el que se muestra en la figura 3.6. Apreciándose su balanceo.

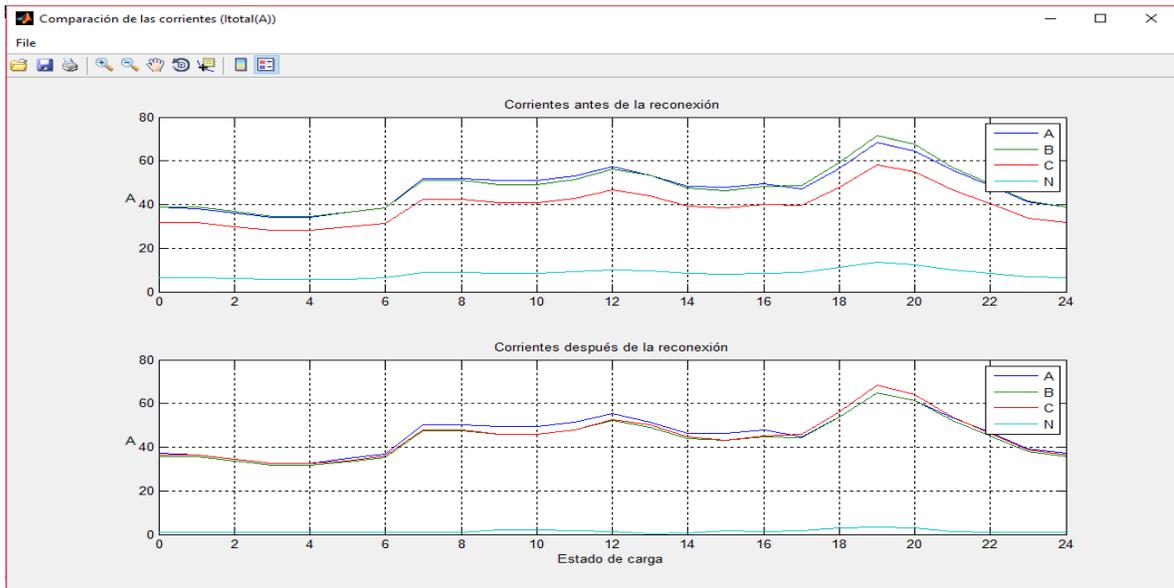


Figura 3.6 Corrientes estimadas antes y después del balanceo

En la figura anterior se muestra una estimación de cómo se comportan las corrientes de fase y neutro antes y después de la reconexión, siempre teniendo en que son valores estimados ya que no se cuenta con los valores reales de las potencias de cada transformador en el circuito.

3.3 Circuito 2

El circuito 2 tiene su origen en la subestación (Cuadro) ubicada en la OBE municipal de Santa Clara, se alimenta a través de dos transformadores en paralelo de 2500 KVA cada uno con una relación de voltaje de 33/4,33 KV. Las líneas que conforman el tronco ocupan una extensión de 2,5 km aproximadamente. El circuito cuenta con 24 transformadores monofásicos con conexión entre fase y neutro, 20 bancos de dos transformadores con conexión estrella abierta-delta abierta, un banco de tres transformadores con conexión estrella-delta y un banco de tres transformadores con conexión estrella-estrella, para un total de 46 bancos de transformadores conectados en el circuito, además posee 15 ramales bifásicos y 15 ramales monofásicos, la carga predominante en este circuito es residencial, pero también existen cargas estatales de importancia, entre estas se encuentran: La Fábrica de Calzados, El Gobernador, una panadería y varios paladares.

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 2

Potencias instaladas	Fase A	Fase B	Fase C
Cantidad de transformadores por fase	24	19	20
Potencia instalada por fase (kVA)	1164,5	902	1020
Potencia total instalada en el circuito (kVA)	3086,5		

En el inicio de este circuito se encuentra ubicado el interruptor NULEC (V-409), 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 3.7 y 3.8 muestran el comportamiento de las corrientes y de las potencias de este circuito del 28 de marzo al 2 de abril del 2019.

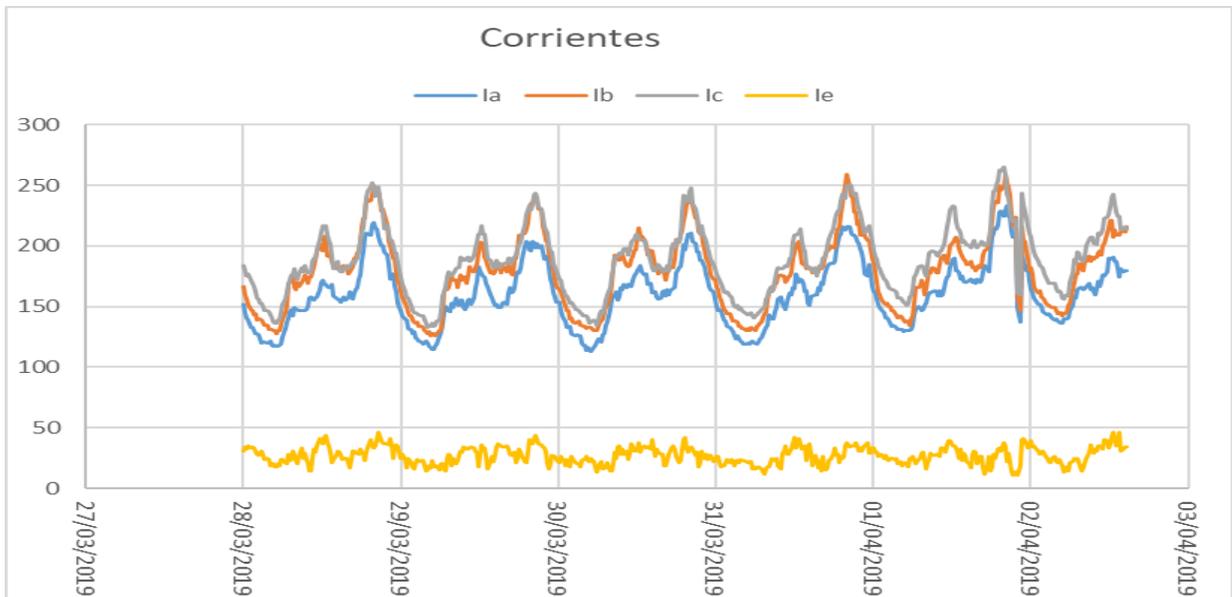


Figura 3.7 Comportamiento de las corrientes en el circuito 2

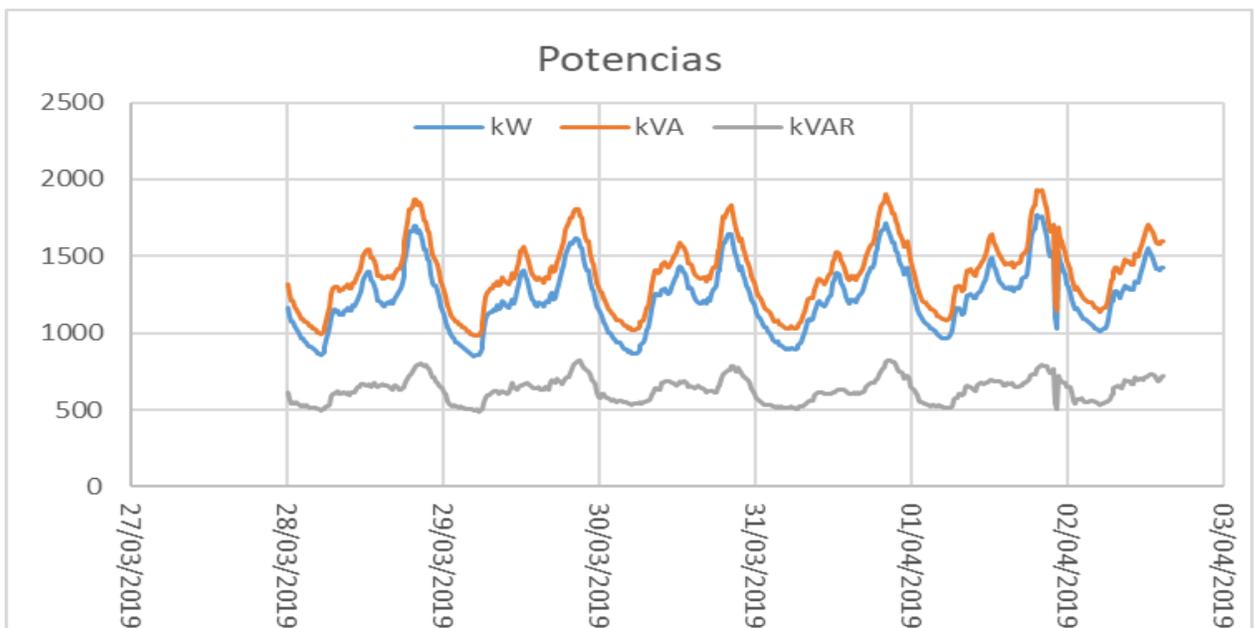


Figura 3.8 Comportamiento de las potencias en el circuito 2

En las figuras anteriores se puede apreciar que el gráfico característico de este circuito es un gráfico residencial. Además, puede verse que de forma general durante todo el día la fase más cargada es la (b) y la menos cargada es la (a), 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 el horario pico.

3.3.1 Estimación de cargas y balanceo del circuito 2

En la figura 3.9 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 discontinuo 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.

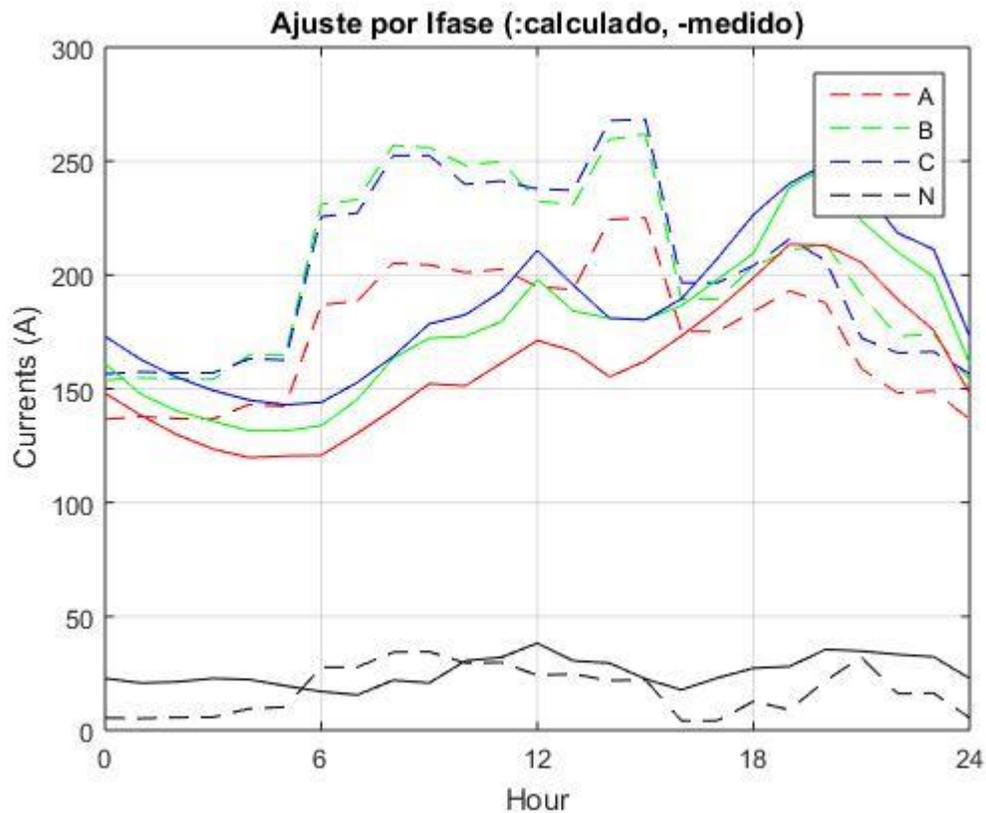


Figura 3.9 Estimación realizada para el circuito 2

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. 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 1057 kWh/día y que la corriente de neutro alcanza los 36.1474%. 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 # 3. En la figura 3.10 se muestran las variantes de balanceo obtenidas para este circuito y los resultados de la variante seleccionada.

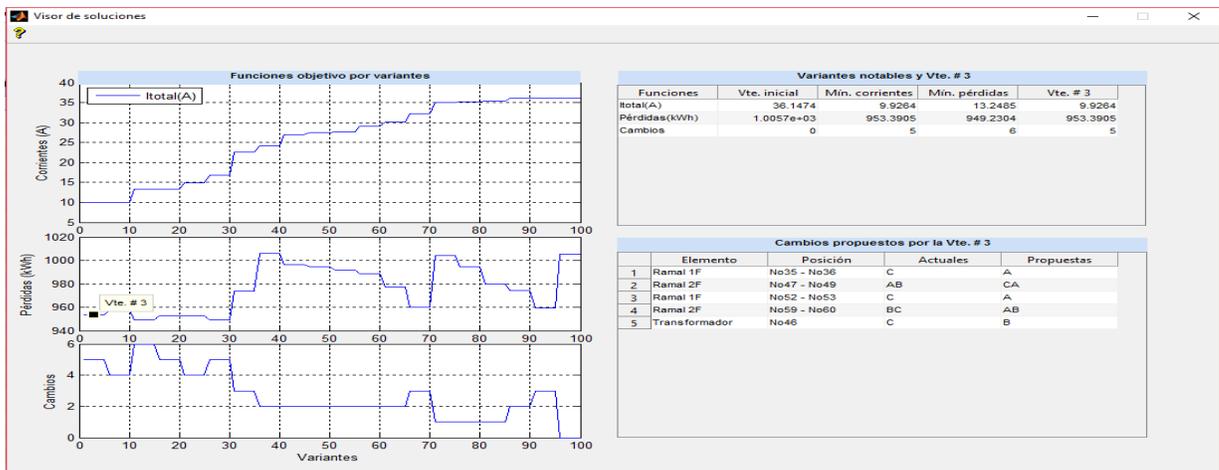


Figura 3.10: Variantes de balanceo para el circuito 2

Analizando los resultados obtenidos para la variante seleccionada, puede verse que la corriente de desbalance debe experimentar una disminución hasta el 9,9264%, las pérdidas de energía deben reducirse en 953,3905 kWh/día y solo deben efectuarse seis cambios. En la figura 3.11 se muestran los puntos del circuito donde deben efectuarse dichos cambios.

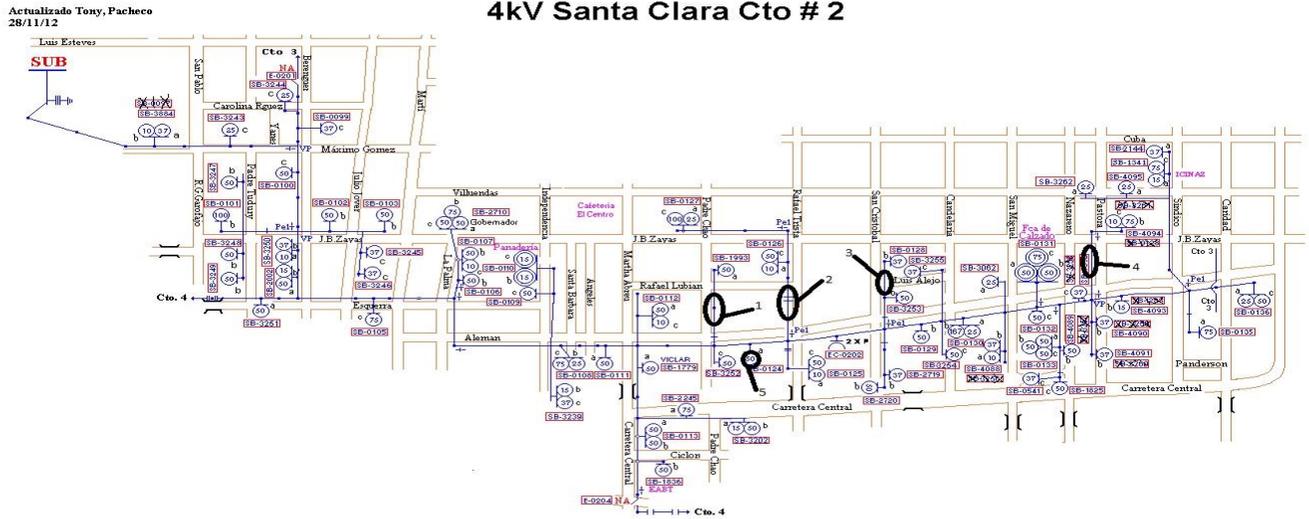


Figura 3.11 Cambios propuestos para el circuito 2

Con la variante seleccionada el programa estima que las corrientes por las fases reciban un ajuste, el que se muestra en la figura 3.12. Apreciándose su balanceo

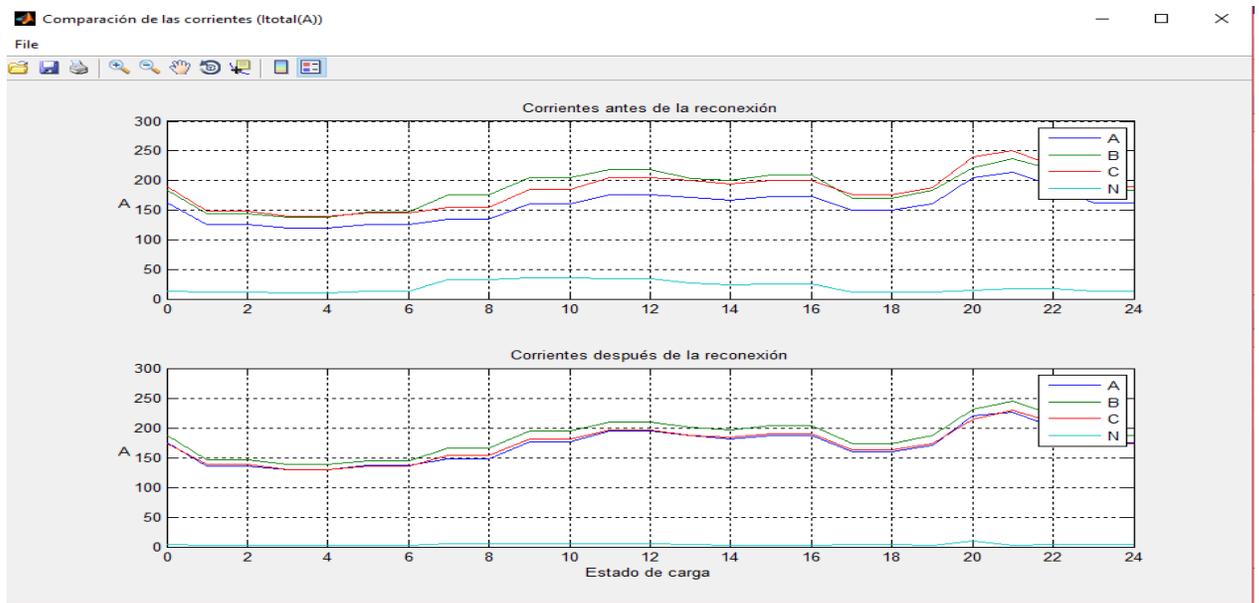


Figura 3.12: Corrientes estimadas antes y después del balanceo

En la figura anterior se muestra una estimación de cómo se comportan las corrientes de fase y neutro antes y después de la reconexión, siempre teniendo en que son valores estimados ya que no se cuenta con los valores reales de las potencias de cada transformador en el circuito.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- Se realizó un estudio de los diferentes métodos de balanceo de circuitos primarios
- A partir del celaje realizado a los circuitos en estudio se ha detectado que los datos de los mismos estaban desactualizados en la Empresa Eléctrica de Villa Clara.
- En los circuitos analizados fue necesario estimar las cargas mediante el programa de estimación debido a que solo se tenían las mediciones de los NULEC
- 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 brindado múltiples soluciones, lo que permite escoger la variante más adecuada.
- 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

- Actualizar las bases de datos de los diferentes circuitos de distribución primaria de la ciudad de santa clara para posteriores estudios.
- Aplicar los cambios propuestos para el balanceo en cada uno de los circuitos estudiados.
- Realizar tomas de carga en los transformadores para facilitar el proceso de estimación y balanceo, dando resultados más cercanos a los reales.
- Realizar una evaluación previa detallada de las variantes a utilizar, con el fin de conocer su disponibilidad real.
- Utilizar al máximo las potencialidades del programa de balanceo y realizar el balance de los circuitos en diferentes puntos cuando sea pertinente.
- 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] Ramírez, C. H. (1984). Redes y Sistemas Eléctricos La Habana, pp.14
- [2] S. D. F. Dotres, "Ajustes de las derivaciones de los transformadores," Departamento Energético, Facultad de Ingeniería, Universidad de Oriente, Santiago de Cuba, 2004.
- [3] Short, T. (2004). *Electric Power Distribution Handbook*. B. Raton. New York, pp.22.
- [4] Short, T. (2004). *Electric Power Distribution Handbook*. B. Raton. New York, pp.28.
- [5] Short, T. (2004). *Electric Power Distribution Handbook*. B. Raton. New York, pp.24.
- [6] "Desbalance de Tensiones en Sistemas Trifásicos," ECAMEC Tecnología, septiembre de 2009.
- [7] A. Auguglio, L. Dusonchet, and M. Giuseppe, "Minimum losses reconfiguration of MV distribution networks through local control of tieswitches," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, no. 3, pp. 762771, 2003.
- [8] I. P. Abril, "Fundamentación Técnica del Programa de Balance de Fases," Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Santa Clara, mayo de 2016.
- [9] H. Salazar, R. Gallego, and R. Romero, "Artificial neural networks and clustering techniques applied in the reconfiguration of distribution systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, no. 3, pp. 1735-1742, 2006.

- [10] D. Das, "Reconfiguration of distribution system using fuzzy multi-objective approach," *Electric Power and Energy Systems*, vol. 28, pp. 331-338, 2006.
- [11] J.-P. Chiou, C.-F. Chang, and C.-T. Su, "Variable scaling hybrid differential evolution for solving network reconfiguration of distribution systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 668-674, 2005.
- [12] C.-T. Su, C.-F. Chang, and J.-P. Chiou, "Distribution network reconfiguration for loss reduction by ant colony search algorithm," *EPRI*, vol. 75, no. 2-3, pp. 190-199, 2005.
- [13] Z. Jinxiang, MY. Chow, and Z. Chang, "Phase Balancing using Mixed Integer Linear Programming," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 4, pp. 1487-1492, 1998.
- [14] Z. Jinxiang, B. Griff, and MY. Chow, "Phase Balancing using Simulated Annealing," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 4, pp. 1508-1513, 1999.
- [15] A. Ruiz, J. C. Galviz, and R. Gallego, "Solution to the phase balancing problem and the primary feeders reconfiguration by three phase modeling using simulated annealing," *Scientia et Technica*, vol. 12, no. 30, pp. 1-6, 2006.
- [16] T.-H. Chen and J.-T. Cherng, "Optimal phase arrangement of distribution transformers connected to a primary feeder for system unbalance improvement and loss reduction using a genetic algorithm," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, no. 3, pp. 994-1000, 2000.
- [17] M. Dilek, R. P. Broadwater, J. C. Thompson, and R. Sequin, "Simultaneous phase balancing at substations and switches with time-varying load patterns," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, no. 4, pp. 922 – 928, 2001.
- [18] C.-H. Lin, C.-S. Chen, H.-J. Chuang, and 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. 7097-716, 2005.

- [19] 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, Kaohsiung, Taiwan, November 4 - 8, 2007.
- [20] M.-Y. Huang, C.-S. Chen, C.-H. Lin, M. S. Kang, H.-J. Chuang, and 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.
- [21] C.-H. Lin, C.-S. Chen, H. J. Chuang, M.-Y. Huang, and 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.
- [22] A. Ukil, M. W. Siti, and J. Jordaan, "Feeder Load Balancing using Neural Network," Lecture Notes in Computer Science, Springer, vol. 39, no.72, pp. 1311-1316, 2006.
- [23] A. Ukil and M. W. Siti, "Feeder Load Balancing using Fuzzy Logic and Combinatorial Optimization-based Implementation," Electric Power Systems Research, vol. 78, issue 11, pp. 1922-1932, 2008.
- [24] N. Gupta, A. Swarnkar, and K. R. Niazi, "A novel strategy for phase balancing in three-phase four-wire distribution systems," IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego (CA), 2011, pp. 1-7.
- [25] R. A. Hooshmad and S. H. Soltani, "Fuzzy Optimal Phase Balancing of Radial and Meshed Distribution Networks Using BF-PSO Algorithm," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 27, no. 1, pp. 47-57, 2012.
- [26] R. A. Hooshmand, and S. H. Soltani, "Simultaneous optimization of phase balancing and reconfiguration in distribution networks using BF-NM algorithm," International

- Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 41, no. 1, pp. 76-86, 2012.
- [27] F. C. Guo, "Solving Load Phase Balancing Problem in LV Distribution Networks by Chaotic Simulated Annealing," *Advanced Materials Research*, vol. 463, pp. 689-693, 2012.
- [28] M. Sathiskumar, L. Lakshminarasimman, and S. Thiruvenkadam, "A self adaptive hybrid differential evolution algorithm for phase balancing of unbalanced distribution system," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 42, no. 1, pp. 9197, 2012.
- [29] G. Mahendran, M. Sathiskumar, S. Thiruvenkadam, and L. Lakshminarasimman, "Multi-objective Unbalanced Distribution Network Reconfiguration through Hybrid Heuristic Algorithm," *Journal of Electrical Engineering & Technology*, vol. 8, no. 2, pp. 215-222, 2013.
- [30] K. Wang, S. Skiena, and T. G. Robertazzi, "Phase balancing algorithms," *Electric Power Systems Research*, vol. 96, pp. 218-224, 2013.
- [31] N. Gupta, A. Swarnkar, and K. R. Niazi, "A novel method for simultaneous phase balancing and mitigation of neutral current harmonics in secondary distribution systems," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 55, pp. 645-656, 2014.
- [32] I. P. Abril, "NSGA-II phase balancing of primary distribution circuits by the reconnection of their circuit laterals and distribution transformers," *Electric Power Systems Research*, vol. 109, pp. 1-7, 2014
- [33] A. Seshadri. NSGA-II source code. available in:
«<http://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/10429-nsga-ii-a-multi-objectiveoptimizationalgorithm/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 I: Planos actualizados de los circuitos

