

UCLV
Universidad Central
"Marta Abreu" de Las Villas



FIE
Facultad de
Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética

TRABAJO DE DIPLOMA

Título: Propuesta de balanceo de los circuitos de
distribución primaria 5 y 40 de Santa Clara

Autor: Sergio Ernesto Sorís Páez

Tutores: Dr. C. Ignacio Pérez Abril

Santa Clara
Copyright©UCLV

UCLV
Universidad Central
"Marta Abreu" de Las Villas



FIE
Facultad de
Ingeniería Eléctrica

Electroenergetic Department

TRABAJO DE DIPLOMA

Title: Balance proposal for the primary distribution
circuits 5 and 40 of Santa Clara

Author: Sergio Ernesto Sorís Páez

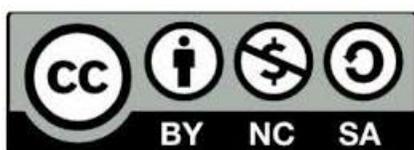
Thesis Director: Dr. C. Ignacio Pérez Abril

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

“Para alcanzar la verdad, es necesario, una vez en la vida, desprenderse de todas las ideas recibidas, y reconstruir de nuevo y desde los cimientos todo nuestro sistema de conocimientos. ”

René Descartes

DEDICATORIA

A mis padres por luchar junto a mí en todo momento y su confianza incondicional

A mis abuelos por su preocupación sin límites cada día de mi vida

A mi novia por estar siempre a mi lado y su impulso para culminar este trabajo

AGRADECIMIENTOS

A la vida por haberme puesto donde estoy y estar rodeado de personas tan maravillosas

A mis padres Tamara Liuvis y Nelson por mostrarme el camino que consideraron correcto, gracias a esto he llegado hasta aquí y su apoyo en todo momento de mi vida

A mis abuelos por todas las enseñanzas y valores inculcados desde mi niñez

A mi tutor Dr. C. Ignacio Pérez por su apoyo en la realización de este trabajo

Al MSc. Reinier Herrera Casanova por su ayuda, apoyo y experiencias compartidas

A mis compañeros de aula y a mis amigos Dayron, Alexis, Lisdany, Alfredo, Henry, Michel y el cobio por compartir estos 5 años

A los profesores de nuestra facultad por hacer todo lo posible por formarnos como profesionales y personas que luchan por una mejor sociedad

RESUMEN

Dentro de las redes trifásicas más desbalanceadas se encuentran las redes de distribución primaria debido a la conexión no equilibrada de cargas monofásicas a lo largo de las tres fases y la utilización de ramales de una o dos fases y neutro los que producen que se carguen más unas fases que otras. Esto provoca pérdidas de energía y la circulación de altas corrientes por el neutro lo que dificulta la detección de fallas a tierra por los dispositivos de protección. Por esto es una necesidad la revisión y balanceo de los circuitos de distribución primaria de manera sistemática. El presente trabajo tiene como objetivo reducir las pérdidas de energía y la corriente que circula por el neutro en los circuitos 5 y 40 de Santa Clara balanceando los mismos mediante el programa para balanceo de fases basado en el algoritmo genético de ordenamiento no dominado (NSGA-II), realizando las reconexiones necesarias de los ramales y de los transformadores monofásicos en las distintas fases.

Palabras clave: balance de fases, redes de distribución primaria, algoritmo genético.

TABLA DE CONTENIDOS

PENSAMIENTO.....	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS	v
RESUMEN	vi
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1. DESBALANCE EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA...	16
1.1 Características de los circuitos de distribución primaria.....	16
1.1.1 Clasificación de los circuitos de distribución primaria.....	16
1.1.2 Circuitos radiales.....	17
1.2 Características de los circuitos de distribución primaria en Cuba	19
1.3 Desbalance	20
1.3.1 Definición de la IEEE	21
1.3.2 Causas que provocan el desbalance	21
1.4 Efectos del desbalance.....	22
1.4.1 Efectos del desbalance sobre las líneas y transformadores.....	22
1.4.2 Efectos del desbalance en las máquinas eléctricas	22
1.5 Situación del desbalance en la actualidad en Santa Clara	23
CAPÍTULO 2. PROGRAMA PARA EL BALANCE DE REDES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA	16
2.1 Introducción.....	16
2.2 Formulación del problema	18
2.2.1 Variables independientes	18
2.2.2 Funciones objeto	21

2.3	Implementación del NSGA-II.....	23
2.3.1	Representación de las variables(cromosoma)	24
2.3.2	Cálculo de las funciones objetivo.....	24
2.4	Procedimiento de estimación de cargas	24
2.4.1	Ajustes de cargas.....	25
2.4.1.1	Transformadores trifásicos.....	27
2.4.1.2	Bancos de tres transformadores Y- Δ	27
2.4.1.3	Bancos de dos transformadores.....	28
2.4.1.4	Transformadores monofásicos	29
2.4.2	Algoritmo de ajustes de cargas.....	29
2.4.3	Algoritmo de estimación.....	30
CAPÍTULO 3. RESULTADO DEL BALANCEO DE LOS CIRCUITOS SELECCIONADOS.....		32
3.1	Introducción.....	32
3.2	Análisis del circuito 5.....	33
3.2.1	Estimación de cargas y balanceo del circuito 5	35
3.3	Análisis del circuito 40.....	38
3.3.1	Estimación de cargas y balanceo del circuito 40	39
CONCLUSIONES y RECOMENDACIONES		54
Conclusiones.....		54
Recomendaciones		54
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		55
ANEXOS.....		59
Anexo I	Planos actualizados de los circuitos.....	59
Anexo II	Base de datos para el circuito 5	60

Anexo III Base de datos para el circuito 40 62

INTRODUCCIÓN

El Sistema Electroenergético Nacional (SEN) es el encargado de brindar el suministro de energía eléctrica a los consumidores de forma continua dentro de los parámetros de calidad establecidos. El SEN está compuesto de cuatro subsistemas o partes fundamentales: generación, transmisión, subtransmisión y distribución, esta última a su vez se divide en distribución primaria y distribución secundaria y es la parte del sistema más afectada por los desbalances de carga. El desbalance de estos circuitos influye negativamente en varios aspectos dentro de los cuales se puede citar: las pérdidas de potencia activa, las pérdidas de energía, las caídas de voltajes, el mal funcionamiento de las protecciones, entre otras. Para lograr un adecuado funcionamiento de estas redes, se deben tener en cuenta algunas cuestiones fundamentales, como son: el estado en que se encuentran los conductores y demás elementos asociados a ellos, el grado de cargabilidad de los transformadores y el nivel de desbalance que puede existir debido a la presencia de cargas desequilibradas a lo largo del circuito, y que puede provocar alteraciones en la operación de las mismas.

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 éste, desde el punto de vista operativo, es prácticamente imposible. Si bien, el uso de transformadores monofásicos 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 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 dichos circuitos son los que exhiben mayor desbalance entre todos los tipos de circuitos del Sistema Electroenergético Nacional [1]. Esto fue comprobado en dos circuitos de distribución primaria del municipio Santa Clara (circuitos 5 y 40), con ayuda de las mediciones realizadas por los interruptores principales de cada uno de ellos.

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, aún no se ha logrado una adecuada aplicación en la práctica de los resultados obtenidos en estos trabajos.

El balance de las redes de distribución primaria se puede considerar como un problema muy actual 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 5 y 40 de Santa Clara?

Atendiendo al problema de investigación, se traza como objetivo general:

- ✓ Proponer acciones para balancear los circuitos de distribución primaria 5 y 40 del municipio de Santa Clara, mediante el empleo del programa radial y un programa computacional probado que realiza el balanceo por el algoritmo NSGA-II.

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

1. Analizar los métodos de balanceo de los circuitos de distribución primaria.
2. Obtener los datos necesarios para el balanceo de los circuitos.
3. Determinar las acciones de balanceo.
4. Evaluar los resultados del balanceo en los circuitos.

Las tareas científicas que contribuyen al cumplimiento de los objetivos específicos son:

1. Realización de una búsqueda bibliográfica sobre los sistemas de distribución primaria y los métodos de balanceo más utilizados.
2. Obtención de datos mediante el celaje de los circuitos.
3. Recopilación de las mediciones de los interruptores principales de los circuitos.
4. Simulación de los circuitos en el programa Radial.
5. Elaboración de un procedimiento que permita la estimación y el ajuste de las cargas.
6. Aplicación del programa de balanceo a los circuitos y selección de las variantes más adecuadas.

El informe de investigación cuenta con: introducción, tres capítulos, conclusiones, recomendaciones, bibliografía y anexos. En la introducción se deja definida la necesidad del tema, la importancia y se dejan explícitos los elementos del diseño teórico. El primer capítulo muestra todo lo referente a las características y la clasificación de los circuitos de distribución primaria tomando como referencia nuestro país, el concepto de desbalance, causas que lo provocan y sus efectos. En el segundo capítulo se describen las principales características del programa de balanceo mediante el algoritmo genético NSGA-II y su procedimiento, y se aborda lo referente al programa de estimación de cargas. En el tercer capítulo se describe brevemente cada circuito, se aborda la situación de desbalance de los

mismos y se aplica el programa de balanceo a cada uno. Finalmente se presentan las conclusiones de la investigación desarrollada y las recomendaciones para futuros trabajos.

CAPÍTULO 1. DESBALANCE EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

Los sistemas electroenergéticos se componen generalmente de cuatro subsistemas: generación, transmisión, subtransmisión y distribución, esta última se divide a su vez en distribución primaria y distribución secundaria. En el presente trabajo solo se estudia la distribución primaria, lo referente a sus características fundamentales y el fenómeno de desbalance que se presenta con mucha frecuencia en este tipo de redes, provocando problemas que afectan el correcto funcionamiento de las mismas. En los siguientes epígrafes se exponen características y clasificaciones generales de estas redes, así como las usadas en nuestro país, las causas y efectos del fenómeno de desbalance teniendo como objeto de estudio el municipio de Santa Clara.

1.1 Características de los circuitos de distribución primaria

Las redes de distribución primaria son de gran importancia en el sistema electroenergético, siendo su función tomar la energía eléctrica de la fuente y distribuirla a los consumidores. La efectividad con que las redes de distribución realizan esta función se mide en términos de regulación de voltaje, continuidad del servicio, flexibilidad, eficiencia y costo. El costo de las redes de distribución representa aproximadamente el 50% del costo del sistema eléctrico en su conjunto. Estas redes deben ser capaces de brindar servicio con un mínimo de variaciones de voltaje y un mínimo de interrupciones, y en caso de que ocurran interrupciones del servicio, estas deben ser de corta duración y afectar al menor número de consumidores [2].

Las redes de distribución primaria pueden tomar diferentes formas dependiendo de las características de la carga, existiendo varios principios comunes que deben cumplir y que las diferencian de otros tipos de redes. Como son:

- topologías radiales
- múltiples conexiones (monofásicas, bifásicas, entre otras.)
- cargas de distinta naturaleza
- alta razón R/X (líneas de resistencias comparables a las reactancias)
- líneas sin transposiciones [3].

1.1.1 Clasificación de los circuitos de distribución primaria

Las redes de distribución primaria se pueden clasificar atendiendo a varios criterios, como

se muestra a continuación:

- Por su ubicación o tipo de construcción: aéreas, soterradas o mixtas.
- Por el servicio que prestan: residenciales, industriales, comerciales, alumbrado o mixtas.
- Por la densidad de carga o tipo de área servida: rurales, urbanas o mixtas.
- Por su configuración: radiales, lazo o en malla [2].

1.1.2 Circuitos radiales

La configuración más habitual para un circuito de distribución primaria es la radial. 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. En distribución, a la línea o circuito principal se le llama tronco y a las líneas que se derivan de este se le llaman ramales. Su característica eléctrica fundamental es la presencia de un solo punto de alimentación y la ausencia de caminos cerrados. En ocasiones, cuando el circuito radial sirve a una zona densamente poblada, con varios alimentadores vecinos que parten de la misma subestación u otra cercana, es posible prever ramales de interconexión para en caso de avería transferir carga de un circuito a otro. El cálculo eléctrico de estos circuitos es sencillo; sus inversiones capitales son menores que en otras redes; pero presentan mayores pérdidas de potencia y caídas de voltajes; así como menor fiabilidad en comparación con los circuitos en lazo [2].

La red radial es aquella en que la corriente tiene una sola trayectoria desde la subestación de transmisión o subtransmisión hasta los primarios de los transformadores de distribución o hasta la carga dada.

Ventajas:

- Simplicidad.
- Bajo costo inicial.

Desventajas:

- Falta de continuidad de los servicios ante 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% de las fallas en las líneas aéreas son temporales y pueden desaparecer.
- Mala regulación de voltaje [1].

La configuración de circuito radial puede presentar diversas variantes:

- Alimentador único
- Lazo abierto

Alimentador único: En esta configuración tal como su nombre lo indica 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 queda fuera de servicio (falla, mantenimiento), todas las cargas alimentadas se quedan sin servicio. Aunque solo exista un alimentador que parte de la subestación, este puede ramificarse para poder cubrir una mayor área; estas ramificaciones no deben de ser confundidas con los circuitos laterales, ya que los circuitos laterales poseen una capacidad inferior a la del alimentador principal, mientras que las ramificaciones poseen la misma capacidad. En la figura 1.1 se muestra la configuración de alimentador único simple y ramificado.

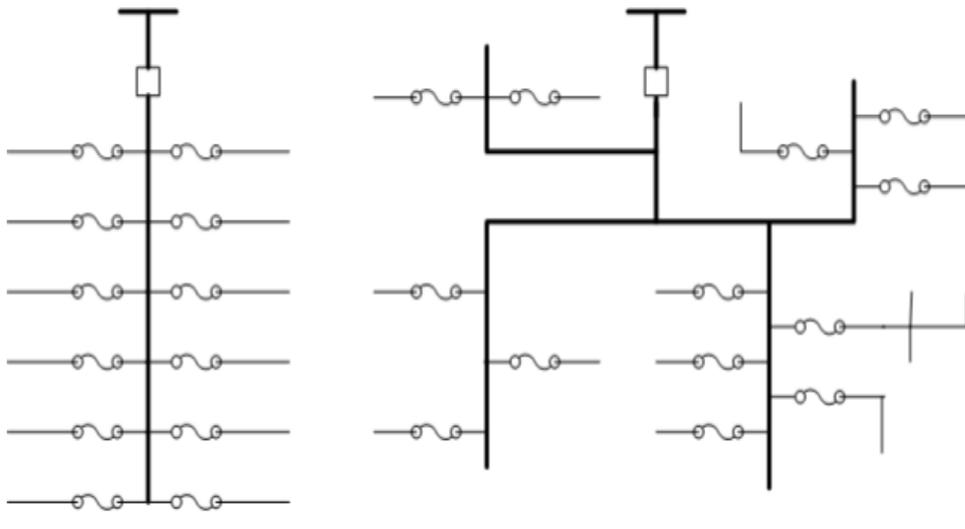


Figura1.1: Configuración alimentador único (simple y ramificado).

Lazo abierto: En la configuración de lazo abierto existen dos alimentadores que parten de la misma subestación y que están unidos en sus extremos por un seccionador que se encuentra normalmente abierto. Cada alimentador posee un cierto número de circuitos a los cuales suministra energía en condiciones normales, pero tiene la capacidad de suministrar la potencia requerida por los circuitos asignados al otro alimentador.

En caso de que uno de los alimentadores salga de servicio el seccionador es operado, ya sea vía manual o automática, y las cargas suministradas por el alimentador fuera de servicio son transferidas al alimentador activo [4].

La figura 1.2 muestra un ejemplo de la configuración de lazo abierto.

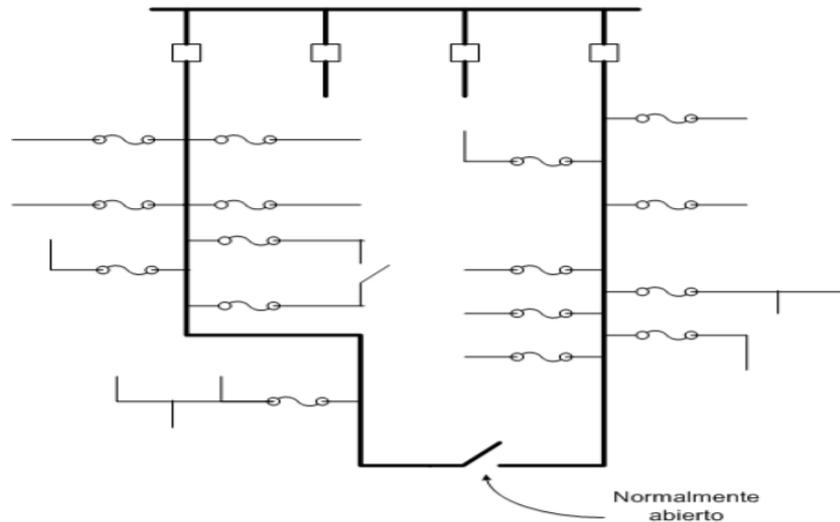


Figura 1.2: Configuración lazo abierto.

1.2 Características de los circuitos de distribución primaria en Cuba

Los sistemas de distribución han evolucionado en diferentes formas alrededor de todo el mundo. Las dos variantes principales son la norteamericana y la europea. Para ambos sistemas, la implementación es la misma: conductores, cables, los aisladores, los reguladores, y los transformadores son muy similares. Ambos sistemas son radiales, los voltajes y las capacidades de transportación de potencia son similares. Las diferencias principales están en los diseños, las configuraciones, y aplicaciones. En la figura 1.3 se muestran estas dos configuraciones [5].

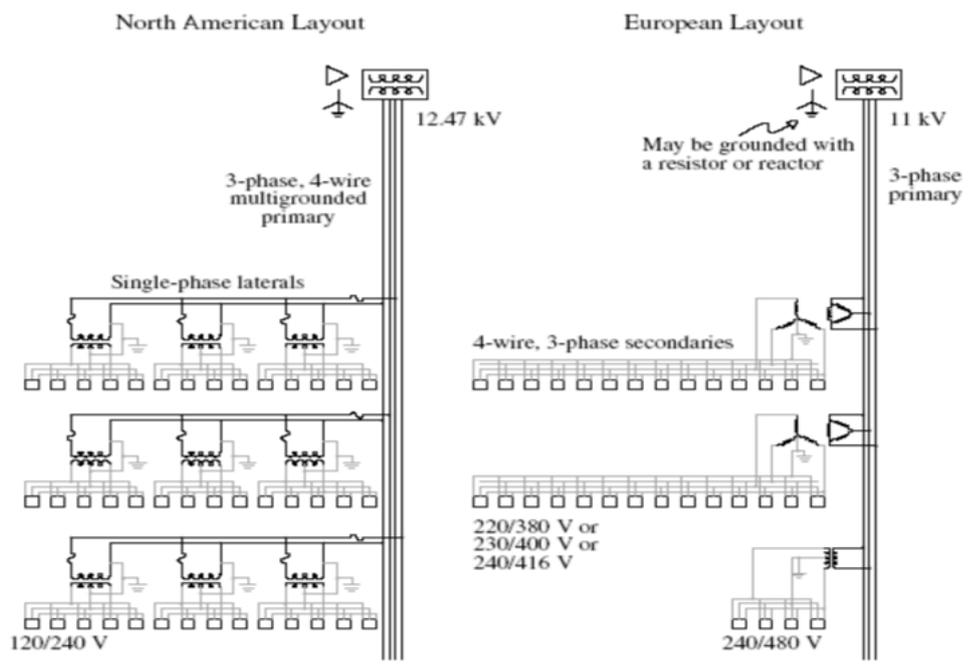


Figura 1.3: Diseño de distribución norteamericano contra el europeo.

El diseño del sistema 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. Está constituido por las subestaciones de distribución, de las cuales salen los circuitos primarios de distribución. Los circuitos primarios constituyen el segundo nivel de jerarquía del sistema de distribución luego de las subestaciones de distribución. Son la “espinas dorsales” del sistema de distribución pues son los componentes que realmente distribuyen la energía eléctrica en una zona geográfica dada.

Por lo general, los circuitos primarios tienen topología radial a cuatro hilos (tres conductores para las fases y un conductor neutro), operan a media tensión y constan de un tramo principal con muchas ramificaciones que pueden ser bifásicas (dos fases y neutro) o monofásicas (una fase y neutro). En el país los circuitos de distribución son circuitos radiales trifásicos de 13,8 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 [6].

A pesar de que los sistemas eléctricos trifásicos se diseñan sobre bases balanceadas, existen asimetrías intrínsecas en la configuración de las componentes del sistema de potencia, tales como transposición incompleta de líneas, transformadores conectados en delta abierta o estrella abierta, cargas monofásicas mal distribuidas e impedancias asimétricas en las redes de alimentación. Además, se presentan: fallas monofásicas, desperfectos en empalmes, uniones o contactos y asimetrías de las propias fuentes de suministro [7].

En nuestro país el sector eléctrico ha sufrido restricciones de recursos financieros que no han permitido el adecuado desarrollo en la ampliación y el mantenimiento a la red de distribución eléctrica. Esto ha provocado altas pérdidas de energía (del orden del 16%), principalmente por causas técnicas en la red de distribución primaria. En términos generales las pérdidas de distribución se producen por desbalances y sobrecargas en los circuitos, dado el incremento del consumo y las características técnicas de la red. Por estas razones, una de las condiciones más generalizadas en los sistemas de suministro eléctrico lo constituye, en mayor o menor grado, el desbalance de tensión [8].

1.3 Desbalance

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. La variable trifásica indicada de manera genérica puede ser indistintamente, la tensión fase-neutro, la tensión de línea o la corriente de un sistema trifásico. El método que computa correctamente el grado de desbalance de una variable trifásica es el que emplea

las componentes de secuencia de esa variable, y por lo tanto requiere una medición trifásica, tanto del módulo como de la fase de la variable [9].

1.3.1 Definición de la IEEE

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 la definición aportada por la IEEE.

La definición de la IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) [10] sobre desbalance de voltaje, conocida también como índice de desbalance de voltaje de fase (PVUR), es dada por:

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

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.

1.3.2 Causas que provocan el desbalance

El balance perfecto de tensiones y corrientes en las redes de distribución primaria es técnicamente inalcanzable, debido a que existen una serie de factores que inciden de forma negativa en este aspecto. 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 [11]. 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 [7].

Además, pueden existir otros elementos, como son: hornos monofásicos, hornos de inducción y hornos trifásicos de arco eléctrico, máquinas de soldadura eléctrica, aparatos de rayos x, anomalías en el sistema eléctrico tales como: apertura de un conductor, falla en el aislamiento de los equipos, corrientes de magnetización de transformadores trifásicos debido a las características magnéticas propias de su construcción y banco trifásico de capacitores con una fase fuera de servicio [8].

1.4 Efectos del desbalance

Los voltajes desbalanceados pueden dar lugar a efectos nocivos sobre los equipos y sobre el sistema de energía, que es intensificado por el hecho de que un desbalance pequeño en los voltajes de fase puede causar un desbalance desproporcionado más grande en las corrientes de fase [12]. Bajo condiciones de desbalance, el sistema de energía incurre en mayores pérdidas y efectos térmicos y es menos estable, porque cuando las fases son equilibradas, el sistema está en una posición mejor para responder a las transferencias de la carga de emergencia. El efecto del desbalance de voltaje puede también ser severo en equipos tales como motores de inducción, convertidores electrónicos de potencia y accionamientos de velocidad variable (ASD) [13].

En general, los efectos se resumen en la aparición de componentes de corriente de secuencia inversa y homopolar que dan como resultado:

- Pérdidas adicionales de potencia y energía.
- Calentamiento adicional de las máquinas eléctricas, limitándose la capacidad de carga nominal.
- Reducción de la capacidad de transferencia de los sistemas de distribución.
- Propagación del desbalance a otros nodos de conexión de la red [8].

1.4.1 Efectos del desbalance sobre las líneas y transformadores

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

La asimetría en la tensión también conlleva al calentamiento adicional del equipamiento de fuerza y disminuye su vida útil. Este defecto también influye negativamente en el funcionamiento de algunos esquemas de protecciones por relés, lo que provoca operaciones erróneas y saca de funcionamiento algunos equipos. [14]

1.4.2 Efectos del desbalance en las máquinas eléctricas

El desbalance en las redes de distribución provoca pérdidas adicionales por calentamiento, así como disminución en la eficiencia de los motores de inducción trifásicos, tan frecuentemente utilizados en la industria. Según se establece en la norma IEEE-1159 un desbalance de 3,5% en tensión puede resultar un 25% de aumento del calentamiento en algunos motores. Los bobinados del estator tanto en conexión delta como estrella, carecen de neutro, por lo que un sistema desbalanceado provoca corrientes de secuencia negativa.

El torque total transmitido queda 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: [11]

- ✓ 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.
- ✓ 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 ve reducida. [11]

1.5 Situación del desbalance en la actualidad en Santa Clara

Los registros históricos obtenidos a partir de el interruptor principal de uno de los circuitos de distribución primaria del municipio de Santa Clara (circuito 5), muestra la existencia de niveles de desbalance en el mismo y el otro (circuito 40) no posee interruptor NULEC pero mediante el programa RADIAL se realizan corridas del flujo de carga para 24 horas obteniéndose valores que permiten mostrar este desbalance. Esto, como se explicó anteriormente, dificulta la operación adecuada de los circuitos, por lo tanto, se hace necesario reducir estos niveles de desbalance.

Con los datos obtenidos por el recerrador NULEC y en el programa RADIAL se puede obtener el desbalance definido por la NEMA (desbalance NEMA o %NEMA) y el porcentaje de corriente por el conductor neutro (%In) del circuito analizado:

$$\text{Desbalance NEMA} = \frac{\text{Máx}[|I_a - I_{\text{prom}}|, |I_b - I_{\text{prom}}|, |I_c - I_{\text{prom}}|]}{I_{\text{prom}}} * 100 \quad (1.2)$$

$$I_{\text{prom}} = \frac{I_a + I_b + I_c}{3} \quad (1.3)$$

$$\%I_n = \frac{I_n}{I_{\text{prom}}} * 100 \quad (1.4)$$

Donde:

Máx[|I_a - I_{prom}|, |I_b - I_{prom}|, |I_c - I_{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)	In (A)	%NEMA	%In
5	Medio	22,61	21,08	25,88	5,29	12,64	23,67
	Máximo	37,00	39,00	44,00	9,00	19,718	38,028
40	Medio	28,45	28,49	64,71	35,78	72,85	108,02
	Máximo	63,87	63,9	94,73	53,44	121,59	181,2

En las figuras de la 1.4 y 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 dos circuitos de distribución primaria analizados.

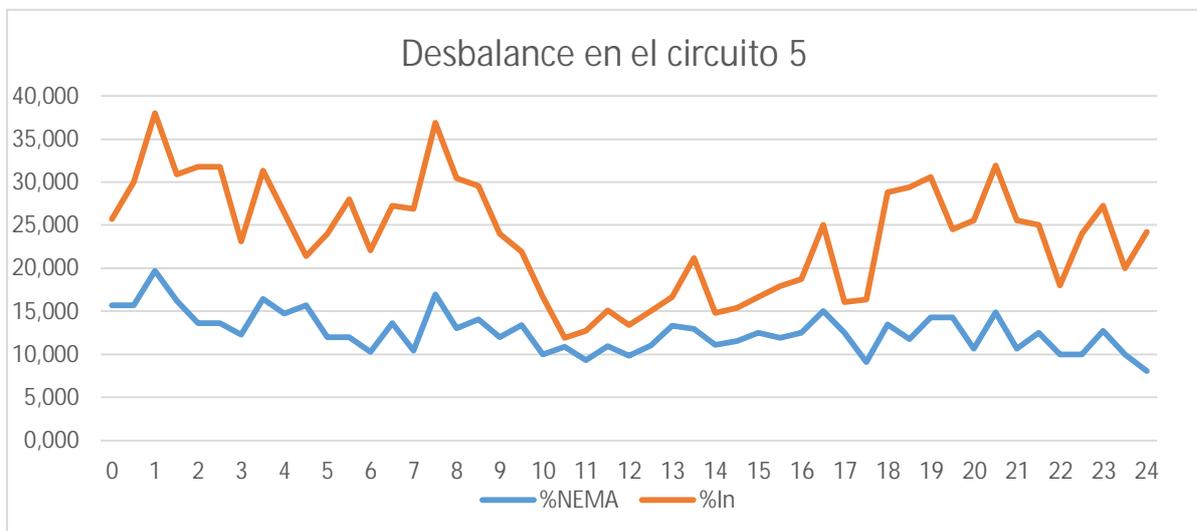


Figura 1.4: Comportamiento del %NEMA y %In en el circuito 5.

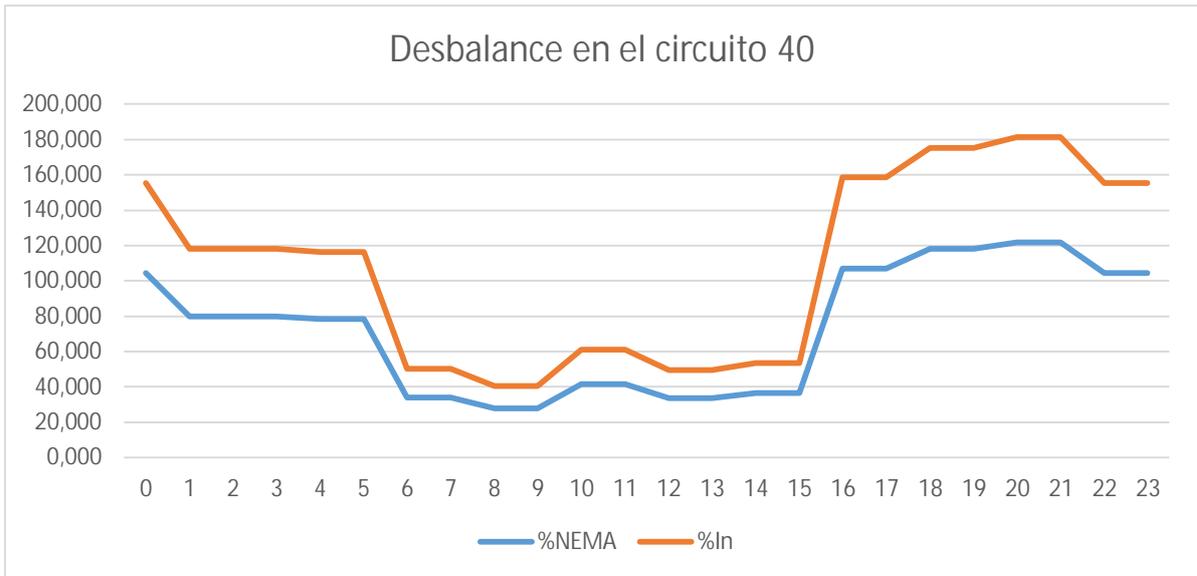


Figura1.5: Comportamiento de %NEMA y el %In en el circuito 40.

CAPÍTULO 2. PROGRAMA PARA EL BALANCE DE REDES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

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 [15].

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 [15].

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 [15].

Varias técnicas de optimización como: redes neuronales artificiales [16, 17], lógica difusa [18], evolución diferencial [19], colonia de hormigas [20], 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 [21], simulación del recocido [22, 23], algoritmo genético (AG) [24], algoritmos heurísticos [25, 26], algoritmo inmune [27, 28], etc.

El AG de la referencia [24] 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 [25] 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 [26] 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 [27, 28] 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 [29]. Esta herramienta trata de reducir la corriente de neutro y consecuentemente evitar los disparos indeseables de la protección de falla a tierra. Las referencias [30-31] 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 [32] 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 [33, 34] 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 [35] se investiga el uso de simulación del recocido caótica, mientras que en [36] y [37] 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 [38], donde se sugiere a la programación dinámica como la técnica más apropiada para este problema.

En [39] 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 [15].

A partir de un trabajo previo sobre este problema [40] 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 [15].

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.

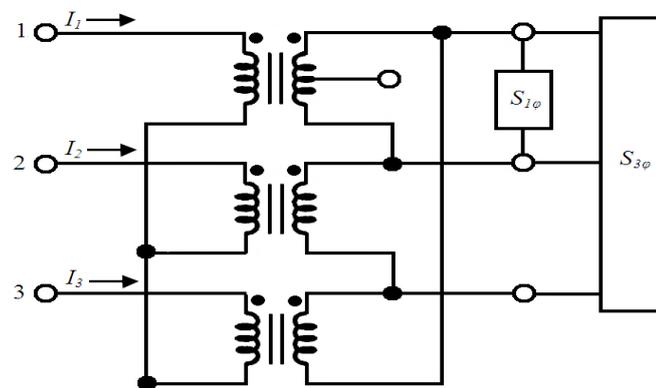


Figura 2.1: Banco de transformadores con conexión Y- Δ .

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:

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

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

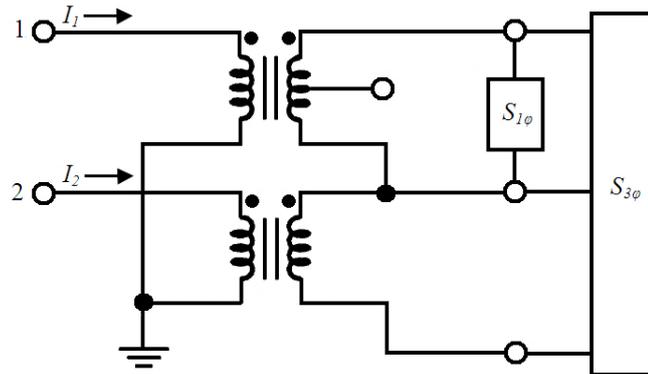


Figura 2.2: Banco de transformadores con conexión Y abierta - Δ abierta.

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 240 V.

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

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

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 objeto

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 ($t=1...S$).

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:

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

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

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

Donde (R_k) y (R_{Nk}) 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:

$$JN_{fun_i}(x) = \max_{k,t} \{JN_{max_k}(x,t)\} \text{ where } k \in Ki, t \in Ti \quad (2.10)$$

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 [41] 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 [42].

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 [42].

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 [42].

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 [42].

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 [42].

2.4.1 Ajustes de 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 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:

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

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:

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

Resolviendo este sistema de ecuaciones se obtiene que:

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

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 ajustes de 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.

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

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 [42].

CAPÍTULO 3. RESULTADO DEL BALANCEO DE LOS CIRCUITOS SELECCIONADOS

En este capítulo se realiza un análisis de las principales características de los circuitos seleccionados y se explica brevemente el proceso de estimación de cargas. Posteriormente se muestran los resultados del programa de balanceo para cada circuito.

3.1 Introducción

Para lograr un balanceo efectivo de los circuitos de distribución primaria se deben tener en cuenta algunos aspectos fundamentales. Se debe realizar el celaje de los circuitos para conocer y actualizar todos los datos del mismo, luego se introduce el circuito actualizado en el programa RADIAL y se confecciona una base de datos, posteriormente se realiza un proceso de estimación y ajustes de las cargas del circuito. Después de obtenidos estos datos se corre el programa de balanceo y se selecciona la variante más adecuada para cada circuito.

De los aspectos anteriormente mencionados, el proceso de celaje de los circuitos posee una gran importancia y es el punto de partida para un correcto balanceo, 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 5

El circuito 5 se alimenta de un transformador de 630 KVA con relación de voltaje 33 - 13,8kV ubicado en una subestación de la Subplanta de Santa Clara. Las líneas que conforman el tronco del circuito ocupan una extensión aproximadamente de 1,475 km aproximadamente. Cuenta con 30 transformadores monofásicos con conexión entre fase y neutro, siete bancos de dos transformadores con conexión estrella abierta-delta abierta, no posee bancos de tres transformadores ni transformadores trifásicos para un total de 37 bancos de transformadores conectados, además posee cuatro ramales bifásicos y 14 ramales monofásicos. La carga que predomina en este circuito es la residencial, pero también existen cargas estatales como el Edificio CUPET, Clínica Veterinaria, Fábrica de Mayonesa, Cubatabaco y Talleres ETECSA.

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 5.

Potencias instaladas	Fase A	Fase B	Fase C
Cantidad de transformadores por fase	15	13	16
Potencia instalada por fase (kVA)	625	587.5	705
Potencia total instalada en el circuito (kVA)	1917.5		

Este circuito es monitoreado por un NULEC del cual se han extraído los registros de las corrientes de fase evidenciándose el desbalance existente entre las mismas y de la corriente de neutro, cuyos valores son aceptables a pesar de este desbalance entre las corrientes de fase, esto se debe a la pequeña longitud del circuito y a que las corrientes por las fases no son tan altas comparadas con las de otros circuitos. Las figuras 3.1 y 3.2 muestran el comportamiento de las corrientes y las potencias entre el 26 de noviembre al 1 de diciembre del 2018.

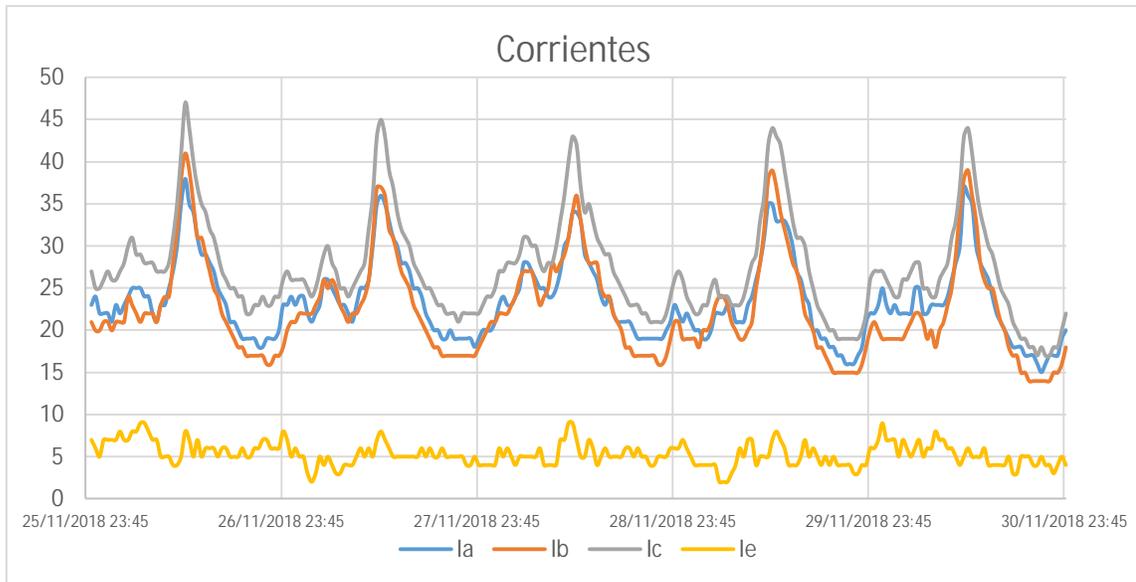


Figura 3.1: Comportamiento de las potencias en el circuito 5.

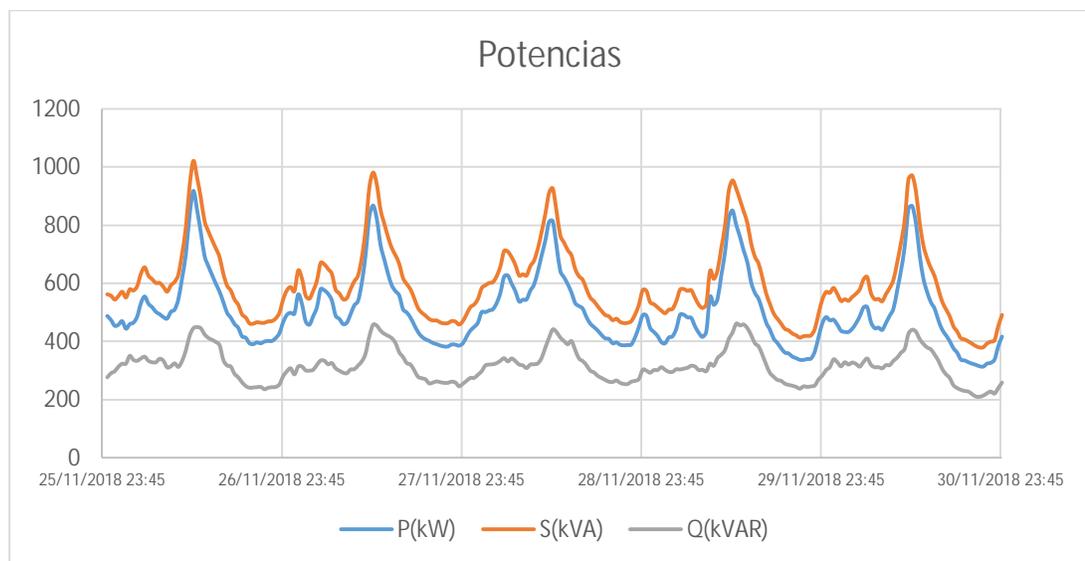


Figura 3.2: Comportamiento de las potencias en el circuito 5.

En las figuras anteriores se puede apreciar que el gráfico predominante en este circuito es residencial, aunque existen algunas cargas de servicio. 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 (c) y la menos cargada es la (b), en horas del pico y la madrugada la fase más cargada sigue siendo la (c) y la menos cargada es la (a), todo esto es debido a la distribución de los transformadores por fase, a la carga asociada a cada transformador y al comportamiento diario que experimentan dichas cargas. En la figura 3.1 se puede apreciar que mientras más desequilibradas estén las corrientes de fase mayor va a ser la circulación de corriente

por el neutro, esta generalmente alcanza sus mayores valores en horas de la mañana y el mediodía.

3.2.1 Estimación de cargas y balanceo del circuito 5

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 30 de octubre y el 30 de noviembre del 2018 y se escogió como día promedio el jueves 30 de noviembre del 2018), 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 ($P1$, $Q1$, $P3$ y $Q3$) 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 neutro. Las líneas de trazo continuo corresponden a los gráficos reales del circuito construidos 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.

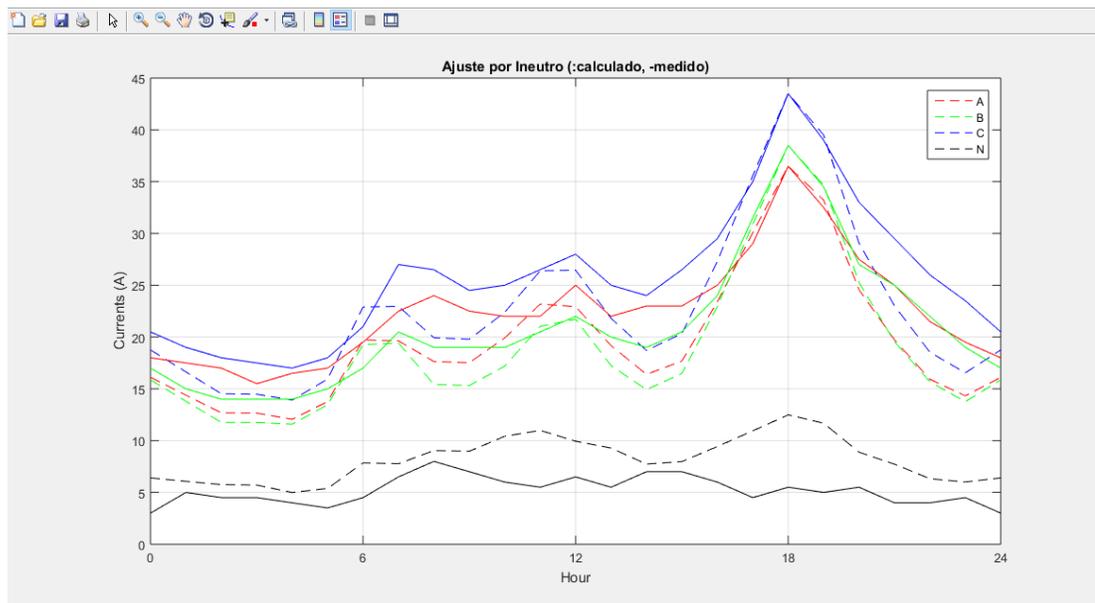


Figura 3.3: Estimación realizada para el circuito 5.

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 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 decide variar solamente los ramales de una y dos fases y los transformadores monofásicos, se utiliza una población de 100 individuos, se realizan 100 generaciones y se permiten siete 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 4,5698 kWh/día y que la corriente de neutro alcanza los 7,3956 A. 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.

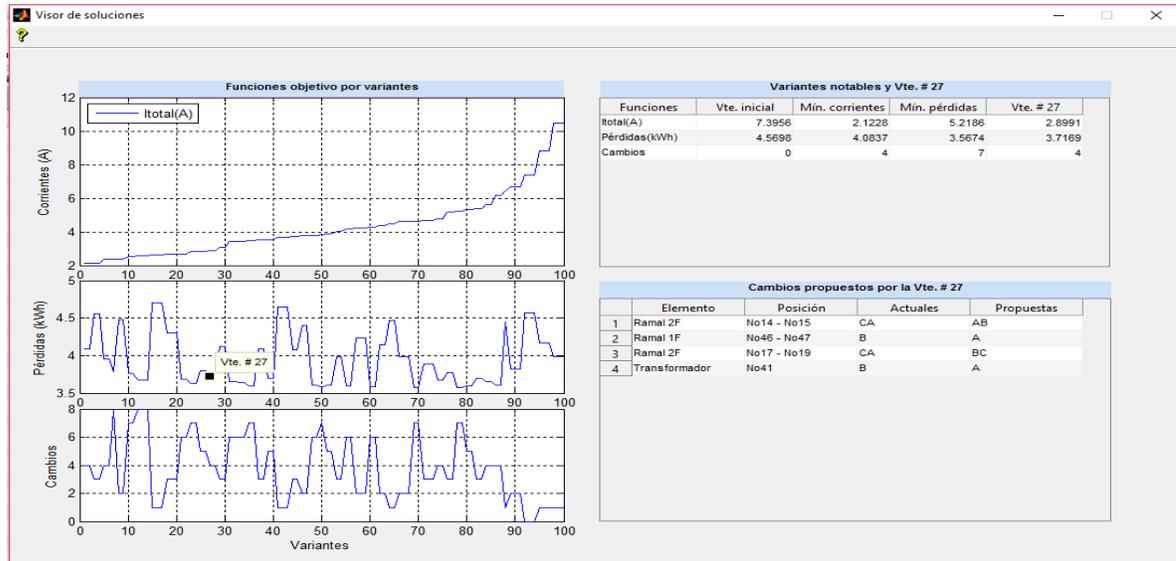


Figura 3.4: Variantes de balanceo para el circuito 5.

Al analizar los resultados obtenidos para la variante seleccionada, puede verse que la corriente de desbalance debe experimentar una disminución de 4,4965 A disminuyendo la misma a 2,8991 A, las pérdidas de energía deben reducirse en 0.8529 kWh/día disminuyendo a 3,7169 kWh/día y solo deben efectuarse cuatro cambios. En la figura 3.5 se muestran los puntos del circuito donde deben efectuarse dichos cambios.

Circuito # 5 CUPET 13 kV

Actualizado Jacinto Esquivel 28/11/12

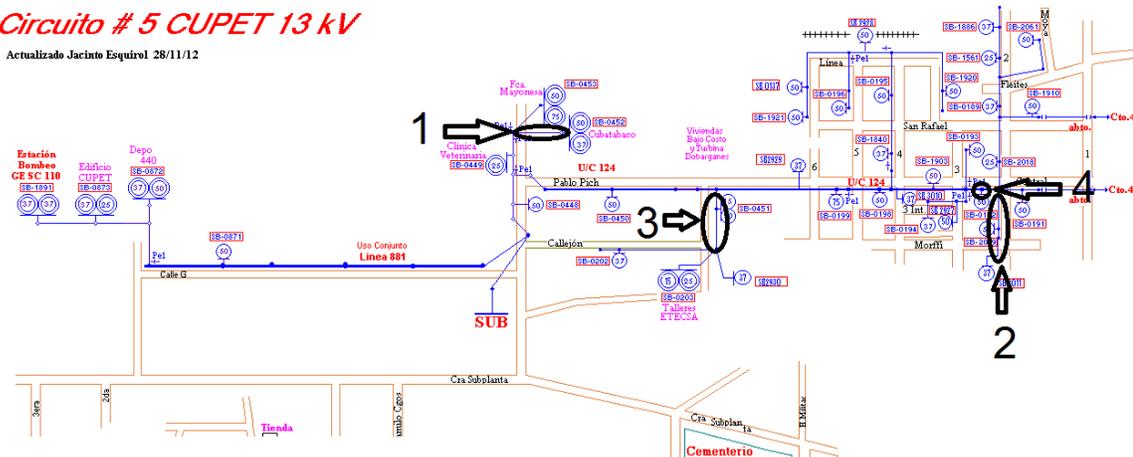


Figura 3.5: Cambios propuestos para el circuito 5

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 equilibrio y por ende la reducción de la corriente que circula por el conductor neutro. Dicha figura muestra una

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

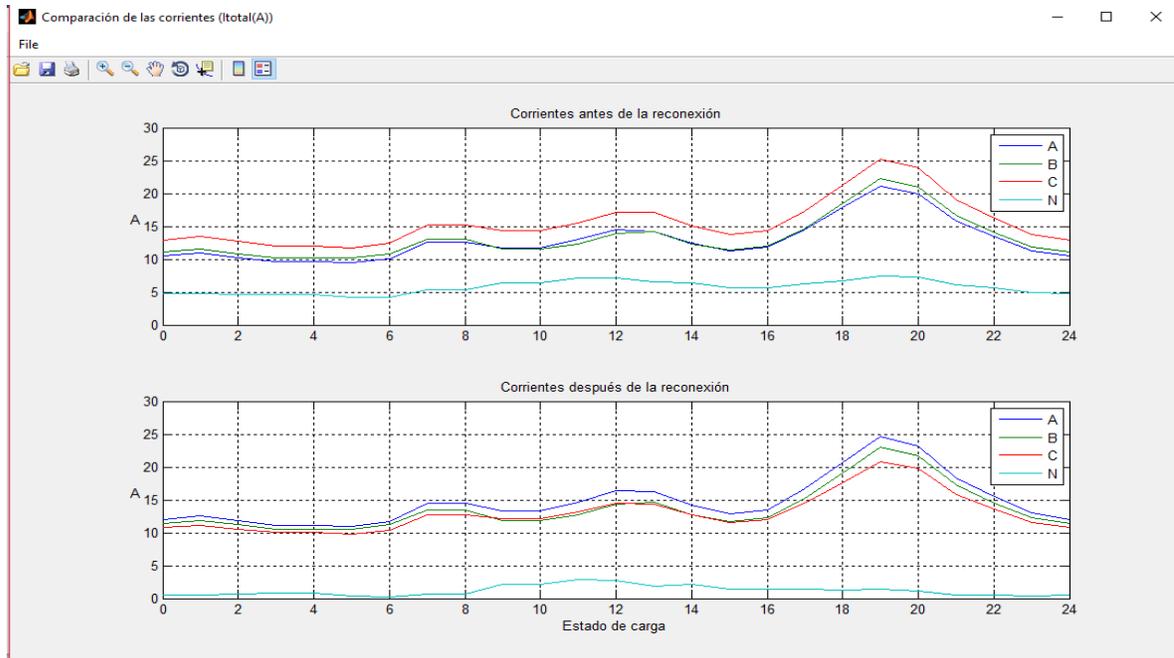


Figura3.6: Corrientes estimadas antes y después del balanceo.

3.3 Análisis del circuito 40

El circuito 40 se alimenta de un transformador de 2,5 MVA con relación de voltaje 33 - 4,16kV ubicado en una pequeña subestación que se encuentra frente al Hospital Militar de Santa Clara. Las líneas que conforman el tronco del circuito ocupan una extensión aproximadamente de 0,13 km aproximadamente. Cuenta con cuatro transformadores monofásicos con conexión entre fase y neutro, un banco de dos transformadores con conexión estrella abierta-delta abierta, un banco de tres transformadores con conexión estrella-delta y no tiene transformadores trifásicos para un total de seis bancos de transformadores conectados, además posee un ramal bifásico y dos ramales monofásicos. La carga que predomina en este circuito es la residencial, pero también existen cargas estatales como el Hospital Militar y un Centro de rehabilitación.

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 40.

Potencias instaladas	Fase A	Fase B	Fase C
Cantidad de transformadores por fase	1	2	6
Potencia instalada por fase (kVA)	167	192	367
Potencia total instalada en el circuito (kVA)	726		

Este circuito no cuenta con dispositivos de mediciones como interruptor NULEC o ION, solo con un fusible que no brinda la información requerida para observar el comportamiento de sus corrientes y potencias en un período de tiempo como en el circuito anterior.

3.3.1 Estimación de cargas y balanceo del circuito 40

Al no contar dicho circuito con instrumento de medición a la salida no se puede realizar la estimación de cargas mediante el programa de estimación elaborado en el software MATLAB. La estimación de cargas se realiza mediante aproximaciones basadas en el conocimiento técnico del circuito. Dicha estimación se muestra en el Anexo III.

Con los datos del celaje y las aproximaciones de estimación de las cargas se conforma una base de datos que se carga en el programa de balanceo, se ajustan todos los elementos necesarios y se procede a realizar varias corridas del programa. Para este circuito se varían los ramales de una y dos fases y los transformadores de distribución monofásicos, se utiliza una población de 100 individuos, se realizan 100 generaciones y se permiten tres 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 5,3566 kWh/día y que la corriente por el neutro alcanza los 70,2705 %. Los resultados obtenidos se encuentran ordenados por corriente de neutro, pérdidas de energía y número de reconexiones respectivamente. Como se explicó para los circuitos anteriores, 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 lo anterior se seleccionó la variante # 16. En la figura 3.7 se muestran las variantes de balanceo obtenidas para este circuito.



Figura 3.7: Variantes de balanceo para el circuito 40.

En los resultados de la variante seleccionada, se puede observar que la corriente de desbalance debe experimentar una disminución de 26,3696 %, las pérdidas de energía se deben reducir en 0.0893 kWh/día y solo se deben efectuar dos reconexiones, de ellas un ramal monofásico y cambiar de fases un banco de dos transformadores. Aunque los ahorros de energía que se consiguen en este caso no son muy significativos, se puede lograr una buena reducción de la corriente de desbalance con un pequeño número de reconexiones. En la figura 3.8 se indican los puntos del circuito donde deben efectuarse las reconexiones.

4kV Hospital Militar Cto # 40

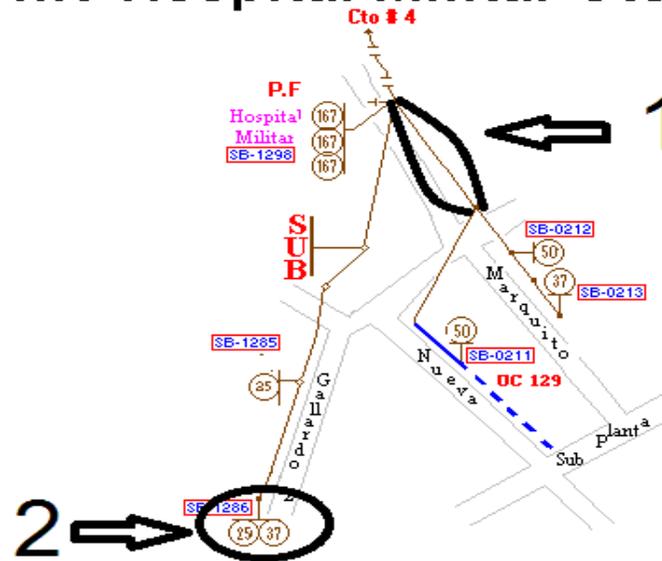


Figura 3.8: Cambios propuestos para el circuito 40.

La figura 3.9 muestra 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. Según se observa al aplicar los cambios propuestos debe reducirse la circulación de corriente por el neutro y mejorar el equilibrio entre las corrientes de fase, de esta forma deben reducirse las pérdidas de energía en el circuito y mejorar la calidad del servicio eléctrico.

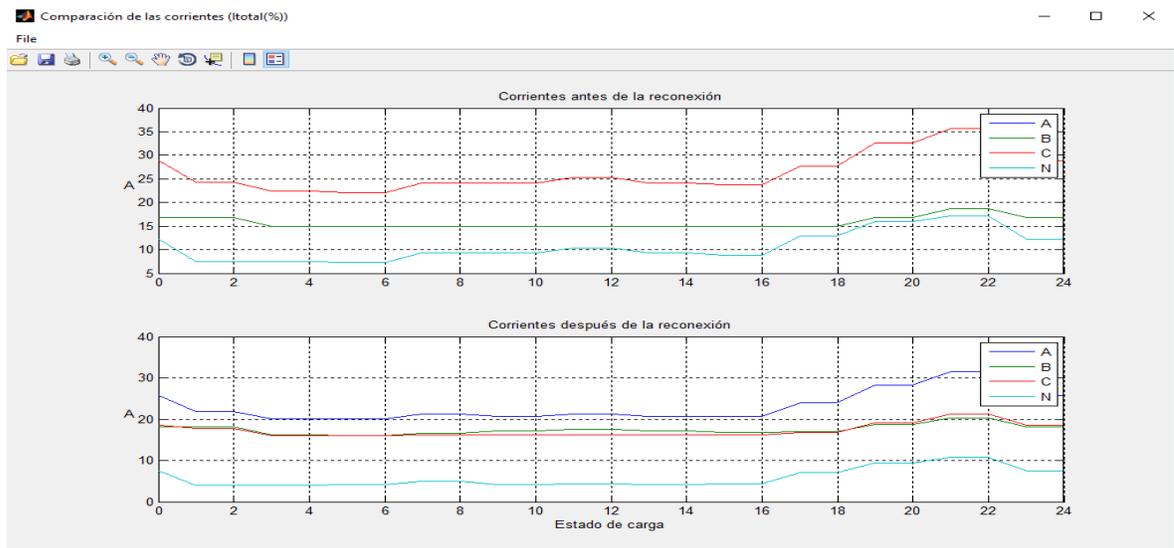


Figura 3.9: Corrientes estimadas antes y después del balanceo.

CONCLUSIONES y RECOMENDACIONES

Conclusiones

A partir de los resultados obtenidos en la presente investigación, se pueden llegar a las conclusiones siguientes:

1. Al realizar el celaje los circuitos se encontraban totalmente desactualizados.
2. Debido a que solo se contaba con la lectura de los interruptores NULEC fue necesario estimar las cargas mediante el programa de estimación.
3. Se logró realizar una estimación en la cual se obtienen gráficos de cargas muy semejantes a los medidos por los interruptores principales.
4. El programa de balanceo brinda múltiples soluciones para balancear la red, lo que permite escoger la variante más adecuada para cada circuito, estas deben consultarse primeramente con la dirección técnica de la Empresa Eléctrica para lograr mejores resultados.
5. Los resultados obtenidos se pueden considerar como satisfactorios pues se logra la disminución de la corriente de neutro y un equilibrio entre las corrientes de fase al aplicar los cambios.

Recomendaciones

1. Aplicar los cambios propuestos por el programa de balanceo para los circuitos 5 y 40 de Santa Clara.
2. Continuar perfeccionando los métodos computacionales de estimación y ajuste de cargas en los circuitos de distribución primaria.
3. Realizar tomas de cargas en los transformadores para apoyar la estimación correcta de estas cargas.
4. Realizar una evaluación previa de las variantes de balanceo a aplicar en cuanto a posibilidades técnicas de ejecutarlas y de esta forma evitar que una variante quede inconclusa.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Ramírez, C. H. (1984). *Redes y Sistemas Eléctricos La Habana*, pp.14
- [2] S. D. F. Dotres, "Ajuste de las derivaciones de los transformadores," Departamento Energético, Facultad de Ingeniería, Universidad de Oriente, Santiago de Cuba, 2004.
- [3] R. C. V. Sanabria, "Análisis Interactivo Gráfico de Sistemas Eléctricos de Distribución Primaria," Tesis para optar al grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 1993.
- [4] L. G. G. Sánchez, "Localización Óptima de Generación Distribuida en Sistemas de Distribución Trifásicos con Carga Variable en el Tiempo utilizando el Método de Monte Carlo," Memoria, Universidad de Barcelona, 2012.
- [5] Short, T. (2004). *Electric Power Distribution Handbook*. B. Raton. New York, pp.27.
- [6] M. A. Lichtman, et al., *Lichtman's Atlas of Eematology*. New York: McGraw-Hill, 2007.
- [7] 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.
- [8] "Desbalance de Tensiones en Sistemas Trifásicos," ECAMEC Tecnología, septiembre de 2009.
- [9] P.E. Isoouribehere, 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.
- [10] IEEE Standard Test Procedure for Polyphasers Induction Motors and Generators, IEEE Standard 112, 1991.
- [11] G. Casaravilla and V. Echinope, "Desbalances-Estudio de alternativas para su estimación," Instituto de Ingeniería Eléctrica, Universidad de la República, 2009.
- [12] C. Y. Lee, "Effects of unbalanced voltage on the operation performance of a three-phase induction motor," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 14, no. 2, pp. 202-208, June 1999.
- [13] 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. Power Delivery*, vol. 8, no. 1, pp. 294-300, January 1993.
- [14] Blume, L. F. (1965). *Transformer Engineering*. John Willey and Sons, New York.
- [15] I. P. Abril, "Fundamentación Técnica del Programa de Balance de Fases," Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Santa Clara, mayo de 2016.
- [16] A. Auguglio, L. Dusonchet, and M. Giuseppe, "Minimum losses reconfiguration of MV

- distribution networks through local control of tie-switches," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, no. 3, pp. 762-771, 2003.
- [17] 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.
- [18] D. Das, "Reconfiguration of distribution system using fuzzy multi-objective approach," *Electric Power and Energy Systems*, vol. 28, pp. 331-338, 2006.
- [19] 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.
- [20] 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.
- [21] 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.
- [22] 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.
- [23] 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.
- [24] T.-H. Chen and J.-T. Cherg, "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.
- [25] 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.
- [26] 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. 709-716, 2005.
- [27] 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.
- [28] 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.

- [29] 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.
- [30] 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.
- [31] 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.
- [32] 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.
- [33] 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.
- [34] 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.
- [35] 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.
- [36] M. Sathiskumar, L. Lakshminarasimman, and S. Thiruvankadam, "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. 91-97, 2012.
- [37] G. Mahendran, M. Sathiskumar, S. Thiruvankadam, 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.
- [38] K. Wang, S. Skiena, and T. G. Robertazzi, "Phase balancing algorithms," *Electric Power Systems Research*, vol. 96, pp. 218-224, 2013.
- [39] 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.
- [40] 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.
- [41] 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/»](https://matlabcentral/fileexchange/10429-nsga-ii-a-multi-objective-optimization-algorithm/content/NSGA-II/)

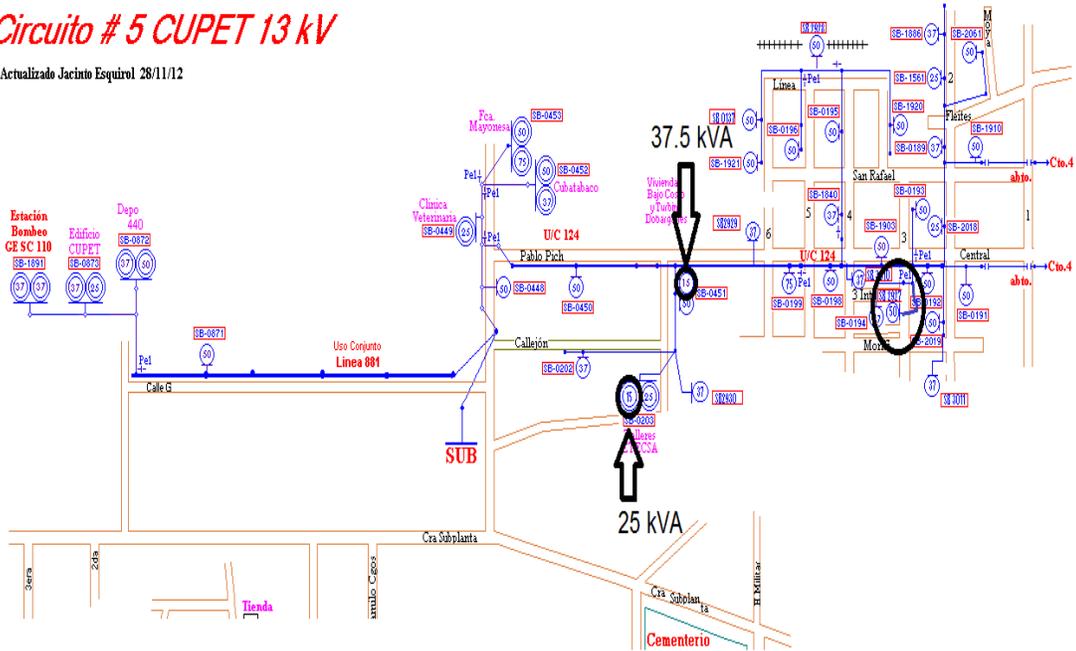
[42] I. P. Abril, "Fundamentación Técnica del Programa de Estimación de Cargas," Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Santa Clara, mayo de 2016.

ANEXOS

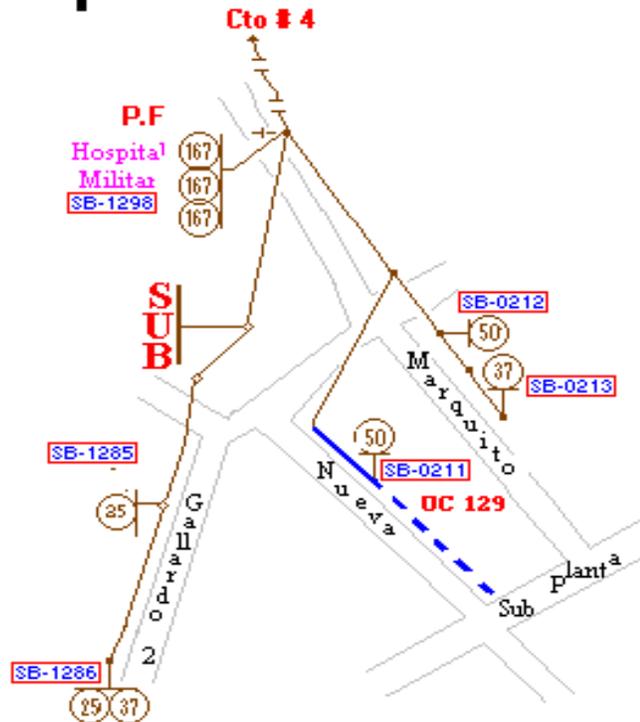
Anexo I Planos actualizados de los circuitos

Circuito # 5 CUPET 13 kV

Actualizado Jacinto Esquivel 28/11/12



4kV Hospital Militar Cto # 40



Anexo II Base de datos para el circuito 5

N1	N2	Fases	CFase	CNeutro	Long	Carga	Fases	P1	Q1	P3	Q3	Grafico
No1	No2	ABC	A70	CN6	15			0	0	0	0	
No2	No3	ABC	A70	CN6	200	1T	B	13,93	7	0	0	Residencial Invierno
No3	No5	ABC	A70	CN6	100			0	0	0	0	
No5	No6	CA	A70	CN6	50			0	0	0	0	
No6	No7	CA	A70	CN6	150	2T	AC	3,82	1,92	17,84	8,97	Servicio-1
No6	No8	CA	A70	CN6	50	2T	CA	3,76	1,89	11,9	5,98	Residencial Invierno
No8	No9	CA	A70	CN6	50	2T	AC	0	0	17,84	8,97	Servicio-1
No2	No4	ABC	A70	CN6	100			0	0	0	0	
No4	No10	ABC	A70	CN6	150			0	0	0	0	
No10	No12	ABC	A70	CN6	50	1T	A	0	0	0	0	Residencial Invierno
No12	No14	ABC	A70	CN6	50			0	0	0	0	
No14	No13	ABC	A70	CN6	50	2T	CB	7,33	3,68	24,12	12,12	Residencial Invierno
No14	No15	CA	A70	CN6	50	2T	CA	3,81	1,91	17,85	8,97	Residencial Invierno
No10	No16	ABC	A70	CN6	100	1T	A	13,74	6,9	0	0	Residencial Invierno
No16	No17	ABC	A70	CN6	150			0	0	0	0	

No17	No18	ABC	A70	CN6	100	1T	A	10,3	5,18	0	0	Residencial Invierno
No18	No25	ABC	A70	CN6	30	1T	A	20,61	10,36	0	0	Residencial Invierno
No25	No26	ABC	A70	CN6	50	1T	A	13,74	6,9	0	0	Residencial Invierno
No26	No27	ABC	A70	CN6	20			0	0	0	0	
No27	No28	ABC	A70	CN6	60	1T	B	13,93	7	0	0	Residencial Invierno
No28	No40	ABC	A70	CN6	50			0	0	0	0	
No40	No41	ABC	A70	CN6	100	1T	B	13,93	7	0	0	Residencial Invierno
No41	No46	ABC	A70	CN6	50			0	0	0	0	
No46	No50	ABC	A70	CN6	50			0	0	0	0	
No46	No47	B	A70	CN6	50	1T	B	13,93	7	0	0	Residencial Invierno
No47	No49	B	A70	CN6	70	1T	B	10,44	5,25	0	0	Residencial Invierno
No46	No48	B	A70	CN6	30	1T	B	13,93	7	0	0	Residencial Invierno
No48	No51	B	A70	CN6	70			0	0	0	0	
No51	No52	B	CN6	CN6	30	1T	B	13,93	7	0	0	Residencial Invierno
No51	No53	B	CN6	CN6	10	1T	B	10,44	5,25	0	0	Residencial Invierno
No53	No54	B	CN6	CN6	20			0	0	0	0	
No54	No55	B	A70	CN6	100	1T	B	13,93	7	0	0	Residencial Invierno
No54	No56	B	CN6	CN6	50	1T	B	6,96	3,5	0	0	Residencial Invierno
No56	No57	B	CN6	CN6	50	1T	B	10,44	5,25	0	0	Residencial Invierno
No40	No42	B	CN4/0	CN6	100	1T	B	13,93	7	0	0	Residencial Invierno
No40	No43	A	A70	CN6	60			0	0	0	0	
No43	No44	A	A70	CN6	10	1T	A	13,74	6,9	0	0	Residencial Invierno
No43	No45	A	A70	CN6	50	1T	A	10,3	5,18	0	0	Residencial Invierno
No27	No30	A	A70	CN6	20	1T	A	10,3	5,18	0	0	Residencial Invierno
No27	No29	C	CN6	CN6	60	1T	C	10,3	5,18	0	0	Residencial Invierno
No29	No31	C	CN6	CN6	100	1T	C	13,73	6,9	0	0	Residencial Invierno
No31	No32	C	CN4/0	CN6	100			0	0	0	0	
No32	No33	C	CN4/0	CN6	200	1T	C	13,73	6,9	0	0	Residencial Invierno
No32	No34	C	CN4/0	CN6	10	1T	C	13,73	6,9	0	0	Residencial Invierno
No34	No35	C	CN4/0	CN6	20			0	0	0	0	
No35	No36	C	CN4/0	CN6	70	1T	C	13,73	6,9	0	0	Residencial Invierno
No35	No37	C	CN4/0	CN6	50			0	0	0	0	
No37	No38	C	A70	CN6	15	1T	C	13,73	6,9	0	0	Residencial Invierno
No38	No39	C	A70	CN6	50	1T	C	13,73	6,9	0	0	Residencial Invierno

No17	No19	CA	A70	CN6	50	2T	CA	3,81	1,91	17,85	8,97	Residencial Invierno
No19	No20	CA	A70	CN6	50			0	0	0	0	
No20	No21	CA	A70	CN6	50			0	0	0	0	
No21	No23	CA	A70	CN6	50	2T	AC	5,64	2,84	2,38	1,2	Residencial Invierno
No21	No24	C	A70	CN6	10	1T	C	10,3	5,18	0	0	Residencial Invierno
No20	No22	C	A70	CN6	100	1T	C	10,3	5,18	0	0	Residencial Invierno
No4	No11	A	A70	CN6	10	1T	A	13,74	6,9	0	0	Residencial Invierno

Anexo III Base de datos para el circuito 40

N1	N2	Fases	CFase	CNeutro	Long	Carga	Fases	P1	Q1	P3	Q3	Grafico
No1	No2	ABC	CN6	CN6	5			0	0	0	0	
No2	No3	ABC	CN6	CN6	100			0	0	0	0	
No3	No4	ABC	CN6	CN6	20	3T	ABC	0	0	400	200	Hospital
No3	No5	C	CN6	CN6	120			0	0	0	0	
No5	No6	C	CN6	CN6	80	1T	C	40	20	0	0	Residencial-1
No6	No8	C	CN6	CN6	100	1T	C	20	10	0	0	Residencial-1
No5	No7	C	CN6	CN6	150	1T	C	40	20	0	0	Residencial-1
No2	No9	BC	CN6	CN6	150	1T	C	20	10	0	0	Residencial-1
No9	No10	BC	CN6	CN6	60	2T	CB	20	10	0	0	Servicio-1