

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
27 y 162 de Santa Clara

Autor: Miguel Alejandro Mugica Pérez

Tutores: Dr. C. Ignacio Pérez Abril
Ing. Reinier Herrera Casanova

Junio del 2018

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

"El desarrollo del hombre depende fundamentalmente de la invención. Es el producto más importante de su cerebro creativo."

Nikola Tesla

DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo a todos mis familiares y seres queridos, en especial a mis padres que han sido la principal motivación durante toda mi formación como profesional.

AGRADECIMIENTOS

A mis padres por todo el amor, cariño y apoyo que me han dado durante toda mi vida.

A mis amigos y seres queridos que se preocupan y han estado pendientes de mi formación.

A mis tutores el Dr. C. Ignacio Pérez Abril y el Ing. Reinier Herrera Casanova por todo el apoyo brindado durante la realización de este trabajo.

A los compañeros de la Empresa Eléctrica de Santa Clara que sin su ayuda y colaboración no hubiera sido posible la realización de este proyecto.

A todos los profesores de la Facultad de Ingeniería Eléctrica que contribuyeron a mi formación profesional.

A todos mis compañeros de estudio que transitaron conmigo todo el proceso académico y que estuvieron presentes en los buenos y malos momentos vividos durante los cinco años.

RESUMEN

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

ÍNDICE

PENSAMIENTO.....	i
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS.....	iii
RESUMEN.....	iv
ÍNDICE	v
INTRODUCCIÓN.....	0
CAPÍTULO I. DESBALANCE EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA.....	3
1.1 Características fundamentales de las redes de distribución primaria	3
1.1.1 Clasificación de las redes de distribución primaria	5
1.1.2 Clasificación de las redes de distribución de acuerdo al tipo de carga	5
1.1.3 Características de los circuitos radiales.....	6
1.1.4 Características de los circuitos lazo	8
1.1.5 Características de los circuitos en malla.....	8
1.2 Características de las redes de distribución primaria en Cuba.....	9
1.3 Definiciones de desbalance	11
1.3.1 Definición de la NEMA.....	11
1.3.2 Definición de la IEEE	11
1.3.3 Definición de la IEC.....	12
1.4 Causas del desbalance.....	12
1.5 Desbalance y sus efectos.....	13
1.5.1 Efectos del desbalance en las máquinas eléctricas	13
1.5.2 Efectos del desbalance en los convertidores y accionamientos de la electrónica de potencia.....	14
1.5.3 Efectos del desbalance en líneas y transformadores	15
1.6 Valores permisibles de desbalance	15
1.7 Situación actual del desbalance en Santa Clara	16
CAPÍTULO II: PROGRAMA PARA EL BALANCEO DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA	16
2.1 Introducción	16
2.2 Formulación del problema.....	18

2.2.1 Variables independientes	18
2.2.2 Funciones objetivo.....	21
2.3 Implementación del NSGA-II.....	22
2.3.1 Representación de las variables (cromosoma)	23
2.3.2 Cálculo de las funciones objetivo.....	23
2.4 Procedimiento de estimación de cargas	23
2.4.1 Ajuste de las cargas.....	24
2.4.2 Algoritmo de ajuste de las cargas.....	28
2.4.3 Algoritmo de estimación	29
CAPÍTULO III: RESULTADOS DEL BALANCEO DE LOS CIRCUITOS SELECCIONADOS	31
3.1 Introducción	31
3.2 Análisis del Circuito 27.....	31
3.3 Análisis del Circuito 162.....	37
CONCLUSIONES.....	53
RECOMENDACIONES.....	53
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	54
ANEXOS	59
Anexo I: Planos actualizados de los circuitos	59
Anexo II: Base de datos para el circuito 27	61
Anexo III: Base de datos para el circuito 162	63

INTRODUCCIÓN

Las redes de distribución primaria son de gran importancia dentro del Sistema Electroenergético Nacional, debido a que se encargan de entregar a los usuarios la energía eléctrica con la calidad y continuidad requeridas. Para lograr el funcionamiento adecuado de estas redes se deben tener en cuenta varios aspectos, como son: el estado en que se encuentran los conductores y demás elementos asociados a ellos, así como el calibre de estos; el grado de carga de los transformadores y que sus aterramientos se encuentren en buen estado; 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 influyendo negativamente en varios aspectos, directa o indirectamente, como son las pérdidas de potencia activa, las pérdidas de energía, las caídas de voltajes, las protecciones, entre otras.

La operación más eficiente de un circuito trifásico de distribución primaria se logra cuando la carga se encuentra igualmente balanceada entre las tres fases, a lo largo de todo el circuito y durante las 24 horas del día, esto desde el punto de vista operativo se puede considerar como prácticamente imposible de lograr [12].

La distribución de cargas monofásicas no equilibradas a lo largo de las redes y su variación en el tiempo, se puede considerar como la principal causa que provoca la existencia de redes trifásicas desbalanceadas. La práctica de explotación de estas redes y el continuo incremento de la carga, provocan la adición de nuevos bancos de transformadores o la modificación de los que ya existen, lo que muchas veces se hace sin atender a consideraciones de balance en el circuito. Por otra parte, el uso de transformadores monofásicos, si bien tiene ciertas ventajas desde el punto de vista de la explotación de las redes en cuanto a inversiones y flexibilidad al poder conformar bancos de diferentes características, contribuye de forma importante a acentuar el fenómeno del desbalance de carga entre las fases del circuito. La existencia de desbalance entre las corrientes de fase provoca un incremento de las pérdidas de potencia y energía en toda la longitud del circuito, al mismo tiempo que empobrece la calidad de la energía servida, al contribuir al desbalance de los voltajes en los distintos nodos de la red. Además, el desbalance puede provocar que en condiciones normales de operación circule una elevada corriente por el conductor neutro, lo que puede ocasionar la operación incorrecta de los dispositivos de protección [5].

En el Sistema Electroenergético Nacional los circuitos de distribución primaria son los que exhiben mayor nivel de desbalance, lo cual fue comprobado en dos circuitos de distribución primaria del municipio de Santa Clara (circuitos 27 y 162), 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

INTRODUCCIÓN

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?

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

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

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

1. Describir los métodos de balanceo de los circuitos de distribución primaria.
2. Obtener los datos necesarios mediante el celaje de los circuitos de estudio.
3. Elaborar un procedimiento que permita la estimación y el ajuste de las cargas.
4. Aplicar el programa de balanceo a varios circuitos y seleccionar las variantes más adecuadas.

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

1. Obtención de los datos necesarios mediante el celaje de los circuitos de distribución primaria.
2. Recopilación de las mediciones de los interruptores principales de cada circuito.
3. Actualización de las bases de datos de los circuitos.
4. Estimación de las cargas a partir de las mediciones disponibles.
5. Modelación de los circuitos en el Radial.
6. Determinación de las variantes de balanceo más adecuadas.

El informe de la investigación se estructura en introducción, capitulario, conclusiones, bibliografía y anexos.

En la introducción se dejará definida la importancia, actualidad y necesidad del tema que se aborda y se dejarán explícitos los elementos del diseño teórico.

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

CAPÍTULO I. DESBALANCE EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

Un sistema eléctrico de potencia incluye las etapas de generación, transmisión, distribución y utilización de la energía eléctrica, y su función primordial es la de llevar esta energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo y por último entregarla al usuario en forma segura y con los niveles de calidad exigidos. Normalmente, los centros de producción (Centrales Eléctricas), están situadas lejos de las ciudades, por lo que es necesaria una red de conductores apropiados para transportar esa energía. Para hacer llegar a los consumidores la energía se hace necesaria una red de transporte y distribución de energía que interconecte los centros de producción con los centros de consumo. Del mismo modo son necesarios centros de distribución y reparto que adecuen la energía que sale de las centrales a las necesidades del consumo urbano.

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

Los sistemas de distribución de energía eléctrica son los encargados de transportar la energía eléctrica desde las subestaciones de energía a los consumidores finales, por lo tanto, cualquier falla en una de sus etapas genera pérdidas importantes tanto para las empresas que hacen parte del proceso como para los usuarios. 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.

1.1 Características fundamentales de las redes de distribución primaria

La red de distribución en su operación debe asegurar que todos los usuarios permanezcan conectados al sistema; las capacidades de las fuentes y de los conductores no deben ser sobrepasadas; y las tensiones de los nodos deben satisfacer los rangos de regulación de tensión establecidos por la legislación vigente. Aproximadamente las 2/3 partes de la inversión total del sistema de potencia, están dedicados a la parte de distribución, lo que implica necesariamente un trabajo cuidadoso en el planeamiento, diseño, construcción y en la operación del sistema de distribución, lo que requiere manejar una información voluminosa y tomar numerosas decisiones, lo cual es una tarea compleja, pero de gran trascendencia. Nótese que es en esta parte donde se producen los porcentajes más grandes de pérdidas de

energía en todas sus manifestaciones debido al gran volumen de elementos que lo conforman, y a los bajos niveles de tensión que se manejan. Aun cuando un diagrama unifilar es muy simplificado, se puede observar que un sistema de distribución consiste de una amplia variedad de niveles de voltaje, componentes, cargas e interconexiones, más que las que tiene un sistema de transmisión [4].

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 posible de consumidores [1].

La distribución de energía eléctrica es una actividad cuyas técnicas están en un proceso constante de evolución reflejada en el tipo de equipos y herramientas utilizadas, en los tipos de estructuras, en los materiales con los que se construyen las redes de distribución y en los métodos de trabajo de las cuadrillas de construcción y mantenimiento, reflejada también en la metodología de diseño y operación empleando computadores (programas de gerencia de redes, software gráfico, etc.). Algunos de estos factores de evolución son:

- Expansión de la carga.
- Normalización de materiales, estructuras y montajes.
- Herramientas y equipos adecuados.
- Métodos de trabajos específicos y normalizados.
- Programas de prevención de accidentes y programas de mantenimiento.
- Surgimiento de industrias de fabricación de equipos eléctricos.
- Grandes volúmenes de datos y planos [4].

Componentes del sistema de distribución primaria:

- 1) Subestaciones receptoras: donde se transforma la energía recibida de las líneas de subtransmisión y dan origen a los circuitos de distribución primarios.
- 2) Circuitos primarios: que recorren cada uno de los sectores urbanos y rurales suministrando potencia a los transformadores de distribución.
- 3) Transformadores de distribución: se conectan a un circuito primario y suministran servicio a los consumidores conectados al circuito secundario [4].

El sistema de distribución primaria recibe la energía de los sistemas de transmisión o subtransmisión en las subestaciones de distribución donde se produce una nueva reducción del valor de tensión. De dichas subestaciones parten líneas o alimentadores a media tensión y que llevan la energía un paso más cerca de los centros de consumo. Al igual que en el sistema de subtransmisión pueden existir clientes que estén conectados directamente al sistema de distribución primaria [3].

Los alimentadores primarios son circuitos trifásicos de 3 o 4 hilos, en dependencia de que el sistema sea aterrado o de neutro flotante, mediante los cuales se sirve la energía a una zona más o menos extensa. Las derivaciones de la alimentación troncal (ramales), pueden ser trifásicas o monofásicas. Los voltajes entre líneas varían entre los valores de 2,4 kV hasta 34,5 kV. Los voltajes más bajos corresponden a las instalaciones más antiguas, mientras que en la actualidad la tendencia es a utilizar voltajes de 13,2 - 15 kV y superiores [1].

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

- ✓ topologías radiales
- ✓ razón R/X alta (líneas de resistencia comparables a la reactancia)
- ✓ múltiples conexiones (monofásicas, bifásicas, etc.)
- ✓ estructura lateral compleja
- ✓ cargas de distinta naturaleza
- ✓ cargas distribuidas
- ✓ líneas sin transposiciones [2]

1.1.1 Clasificación de las redes de distribución primaria

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

- ✓ Por el tipo de construcción: aéreas, soterradas o mixtas.
- ✓ Por el servicio que prestan: residenciales, industriales, comerciales, alumbrado o mixtas.
- ✓ Por la ubicación geográfica o tipo de área servida: rurales, urbanas, suburbanas, turísticas o mixtas.
- ✓ Por su configuración: radiales, lazo o en malla [1].

1.1.2 Clasificación de las redes de distribución de acuerdo al tipo de carga

La finalidad a la cual el usuario destina la energía eléctrica también sirve de criterio para clasificar las cargas. Las redes de distribución se clasifican de acuerdo al tipo de carga en:

- Redes de distribución para cargas residenciales: Que comprenden básicamente los edificios de apartamentos, multifamiliares, condominios, urbanizaciones, etc. Estas cargas se caracterizan por ser eminentemente resistivas (alumbrado y calefacción) y aparatos electrodomésticos de pequeñas características reactivas.
- Redes de distribución para cargas comerciales: Caracterizadas por ser resistivas y se localizan en áreas céntricas de las ciudades donde se realizan actividades comerciales, centros comerciales y edificios de oficinas. Tienen algún componente inductivo que bajan un poco el factor de potencia. Hoy en día predominan cargas muy sensibles que introducen armónicos.
- Redes de distribución para cargas industriales: Que tienen un componente importante de energía reactiva debido a la gran cantidad de motores instalados. Con frecuencia se hace necesario corregir el factor de potencia. Además de las redes independientes para fuerza motriz es indispensable distinguir otras para calefacción y alumbrado. A estas cargas se les controla el consumo de reactivos y se les realiza gestión de carga pues tienen doble tarifa (alta y baja) para evitar que su pico máximo coincida con el de la carga residencial.

- Redes de distribución para cargas de alumbrado público: Para contribuir a la seguridad ciudadana en las horas nocturnas se instalan redes que alimentan lámparas de mercurio y sodio de característica resistiva.
- Redes de distribución para cargas mixtas: En este tipo de redes se tienen varias de estas cargas en una misma red de distribución. No muy deseables pues se dificulta el control de pérdidas [4].

1.1.3 Características de los circuitos radiales

Un circuito primario radial (red radial) es aquel que partiendo de un punto de alimentación (planta, subestación, etc.), recorre una determinada región; cubriendo la demanda eléctrica de esta. La red radial está constituida por la línea propiamente dicha, los ramales y subramales. En distribución a la línea o circuito principal se le llama tronco. Su característica eléctrica fundamental es la presencia de sólo un punto de alimentación y la ausencia de caminos cerrados. En oportunidades, 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 otras redes; pero presentan mayores pérdidas de potencia y caídas de voltajes; así como menor fiabilidad [1].

La configuración más habitual para un circuito primario de distribución es la de un circuito radial. Esta configuración presenta ciertas ventajas y desventajas:

Ventajas:

- Simplicidad
- La protección contra fallas es más sencilla.
- Los niveles de corriente de falla son menores.
- La regulación de tensión es más simple de implementar.
- El control del flujo de potencia es más sencillo.
- El sistema resulta menos costoso [3].

Desventajas:

- Presentan mayores pérdidas de potencias y caídas de voltajes.
- Menor fiabilidad [1].

La configuración de circuito radial puede presentar diversas variantes:

- Alimentador único.
- Lazo abierto [3].

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 quedara fuera de servicio (falla, mantenimiento, etc.), todas las cargas alimentadas por este se verían afectadas.

Aunque solo exista un alimentador que parte de la subestación, este puede ramificarse para cubrir una mayor área; estas ramificaciones no deben 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 [3]. La figura 1.1 muestra la configuración de alimentador único simple y ramificado.

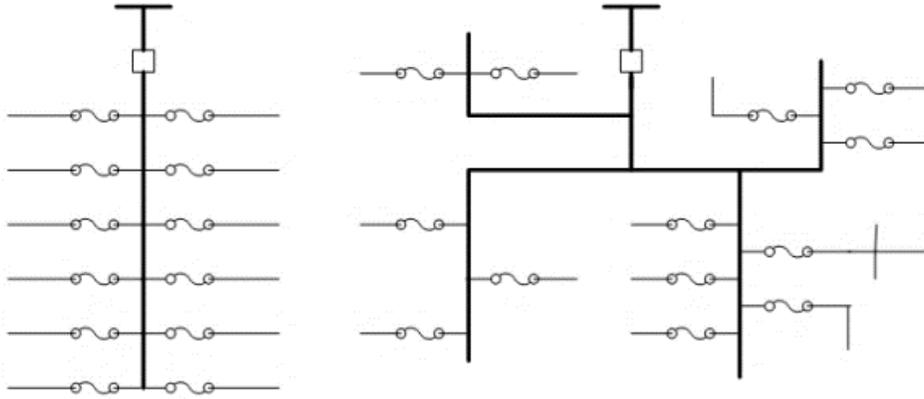


Figura 1.1: Configuración alimentador único (simple y ramificado).

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 será operado, ya sea vía manual o automática, y las cargas suministradas por el alimentador fuera de servicio serán transferidas al alimentador activo [3]. En la figura 1.2 se muestra esta configuración.

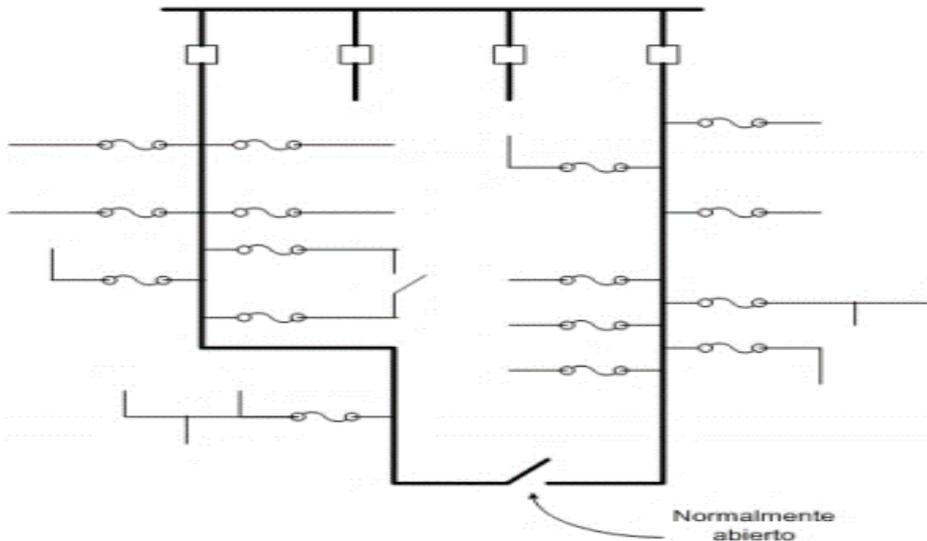


Figura 1.2: Configuración lazo abierto.

1.1.4 Características de los circuitos lazo

Este tipo de circuito de distribución, tiene la característica de que se cierra sobre sí mismo, poseyendo sólo un punto de alimentación; pero estableciendo dos caminos para la alimentación de las cargas, lo que permite menores caídas de voltaje, pérdidas de potencia que en la red radial, además, ante un fallo en una de las ramas, es posible alimentar a las cargas como si fuesen dos redes radiales; es por eso que su sistema de protecciones debe reaccionar no sólo a la magnitud de la corriente de falla, sino también a la dirección de la misma con respecto a la barra para poder eliminar las fallas desconectando el menor número de consumidores. Puede suceder que en un nodo del lazo haya una generación que sea menor que la potencia total demandada por la carga del nodo, entonces se puede calcular como red en lazo determinando la potencia neta demandada del sistema por el nodo. Los circuitos en lazo tienen la gran ventaja del aumento de la confiabilidad en el servicio, ya que las cargas están alimentadas por dos líneas, y ante una falla no se interrumpe el suministro de energía. Por otra parte, presentan las desventajas ante las radiales en sus mayores inversiones iniciales y en la mayor complejidad de su sistema de protecciones [1].

1.1.5 Características de los circuitos en malla

En estos circuitos, como su nombre lo indica, se forma una malla o red altamente interconectada. Su mayor aplicación es en las zonas densamente pobladas de las grandes ciudades y su carácter de malla se manifiesta mayormente en las interconexiones por secundario. La red o malla secundaria se forma interconectando todos los transformadores usados en la distribución de forma tal que prácticamente cada transformador contribuye a todas las cargas en alguna medida; en este caso, los transformadores son trifásicos conectados en estrella sólidamente aterrada con voltajes de 120/208 V. Esta red ofrece una alta confiabilidad en el servicio, ya que la avería de un transformador no interrumpe el servicio, puesto que la carga entregada por él se redistribuye entre los demás; otra de sus ventajas es su excelente regulación de voltaje, muy superior a la de los circuitos antes mencionados y sus mucho menores pérdidas de potencia. Son estas condiciones las que las hacen ideales para su utilización en aquellos lugares donde se requiere alta confiabilidad del servicio como los perímetros urbanos densamente poblados. La alimentación de los transformadores de distribución primaria puede realizarse incluso por el sistema en malla; pero en la mayoría de los casos se utilizan alimentadores radiales que parten de una misma subestación. La eliminación de las fallas en este tipo de red se realiza de una manera distinta que en las otras; esto es debido en primer término al gran valor de la corriente de cortocircuito en el secundario, debido a la gran contribución de todos los transformadores [1].

Las ventajas principales de esta red son:

- Mejor distribución de las cargas en los alimentadores secundarios.
- Mejor balance de las cargas en los transformadores.
- Elimina prácticamente el parpadeo de las luces.
- Mejor regulación y fácil balanceo de las cargas.
- Facilidad para asimilar el incremento de las cargas.

- Eliminación de las fallas de servicio por fallas en transformadores.
- Menor cantidad de transformadores [1].

Su principal desventaja es su alto costo de instalación, que limita su uso a zonas densamente pobladas consumidores que requieren un alto grado de fiabilidad del suministro [1].

1.2 Características de las redes de distribución primaria en Cuba

Los sistemas de distribución alrededor del mundo han evolucionado en diferentes formas. Las dos variantes principales son las norteamericanas y europeas. 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 1.4 se muestran estas dos configuraciones [54].

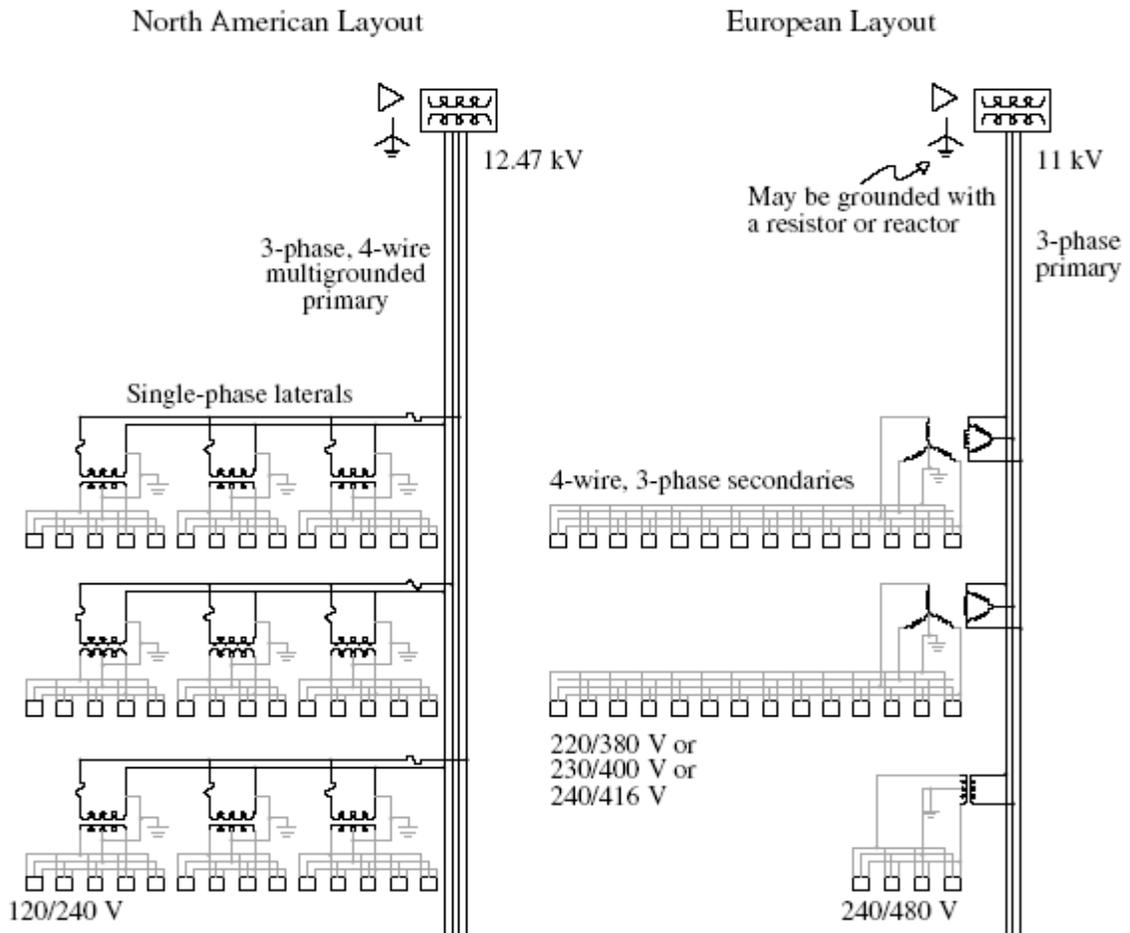


Figura 1.4: Diseño de distribución norteamericano contra el europeo.

El diseño de distribución cubano es muy similar al norteamericano. Este está conformado por los elementos de potencia que transportan la energía eléctrica desde los puntos de entrega

del sistema de subtransmisión hasta los usuarios finales. 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 “espina dorsal” del sistema de distribución pues son los componentes que realmente distribuyen la energía eléctrica en una zona geográfica dada. Por lo general, los circuitos primarios tienen topología radial a cuatro hilos (tres conductores para las fases y un conductor neutro), operan a media tensión y constan de un tramo principal con muchas ramificaciones que pueden ser bifásicas (dos fases y neutro) o monofásicas (una fase y neutro). En el país los circuitos de distribución son circuitos radiales trifásicos de 13.8kV ó 4.16kV (este último está casi en extinción), estos circuitos parten de los transformadores de potencia Δ - Y_{\perp} (delta-estrella-aterrada) de las subestaciones, con una configuración trifásica, que en su curso pueden convertirse en ramales monofásicos o bifásicos según la necesidad [54].

A pesar de que los sistemas eléctricos trifásicos se diseñan sobre bases balanceadas, existen asimetrías intrínsecas en la configuración de las componentes del sistema de potencia, tales como transposición incompleta de líneas, transformadores conectados en delta abierta o estrella incompleta, cargas monofásicas mal distribuidas 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 [54].

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 sobre cargas en los circuitos, dado el incremento del consumo y las características técnicas de la red. Por estas razones, una de las condiciones más generalizadas en los sistemas de suministro eléctrico lo constituye, en mayor o menor grado, el desbalance de tensión [54].

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

- a) Bancos de un transformador: Se emplean para dar servicio a cargas monofásicas (conexión de fase a neutro o entre fases).
- b) Bancos de dos transformadores: Se usan para servir cargas mixtas con las monofásicas mayoritarias (conexión estrella abierta-delta abierta, o delta abierta-delta abierta).
- c) Bancos de tres transformadores: se utilizan para alimentar cargas mixtas con cargas trifásicas predominantes (conexión estrella-delta o delta-delta).

En todos los casos se producen desbalances de corriente en las fases. Por otro lado, como los transformadores de distribución no pueden cambiar el tap bajo carga, el voltaje por secundario varía según lo hace el del primario, y la demanda del banco dependerá de las características de voltaje de las cargas asociadas al mismo [6].

1.3 Definiciones de 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 [7]. El desbalance puede ser definido usando componentes simétricas como la relación de la componente de secuencia cero o la componente de secuencia negativa con la componente de secuencia positiva, expresada en porcentaje. Las fuentes más comunes del desbalance de tensiones son las cargas monofásicas conectadas en circuitos trifásicos, los transformadores conectados en delta abierta, fallas de aislamiento en conductores no detectadas. Se recomienda que el desequilibrio de tensiones sea menor al 2%.

Varias instituciones internacionales han propuesto diferentes métodos y simplificaciones para determinar el desbalance en los sistemas eléctricos. A continuación, se exponen algunas de las definiciones aportadas por estas instituciones, se debe precisar que en algunas de ellas para evitar el uso del álgebra compleja, se trabaja solo con los módulos de los voltajes, lo cual es una aproximación que permite obtener resultados aceptables en la práctica.

1.3.1 Definición de la NEMA

La definición de la NEMA (*National Electric Manufacturing Association*) [8] sobre desbalance de voltaje, conocida también como índice de desbalance de voltaje de línea (LVUR), es dada por:

$$\%LVUR = \frac{\text{DESVIACIÓN MÁXIMA DEL VOLTAJE DE LÍNEA PROMEDIO}}{\text{VOLTAJE DE LÍNEA PROMEDIO}} * 100 \quad (1.1)$$

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

$$\text{DESV MÁX } V_{\text{LÍN PROM}} = \text{Máx}[|V_{ab} - V_{\text{prom}}|, |V_{bc} - V_{\text{prom}}|, |V_{ca} - V_{\text{prom}}|] \quad (1.2)$$

El voltaje de línea promedio se determina como:

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

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

1.3.2 Definición de la IEEE

La definición de la IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) [9] sobre desbalance de voltaje, conocida también como índice de desbalance de voltaje de fase (PVUR), es dada por:

$$\%PVUR = \frac{\text{DESVIACIÓN MÁXIMA DEL VOLTAJE DE FASE PROMEDIO}}{\text{VOLTAJE DE FASE PROMEDIO}} * 100 \quad (1.4)$$

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

1.3.3 Definición de la IEC

La IEC (*International Electrotechnical Commission*) de acuerdo a lo expresado en su norma 61000-4-30 [10], define el desbalance de tensión utilizando el método de las componentes simétricas, como la magnitud de la relación entre la componente de secuencia negativa con respecto a la componente de secuencia positiva expresado en por ciento.

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

Donde:

V_2 - voltaje de secuencia negativa

V_1 - voltaje de secuencia positiva

El voltaje V_2 se determina mediante la siguiente expresión:

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

β se calcula como:

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

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

1.4 Causas del desbalance

El 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]. Para igual dispersión de cargas monofásicas, la configuración del tipo de red de distribución y transmisión incide sobre la propagación del desbalance. La configuración de red radial, mostrará niveles mayores que una red mallada. Las impedancias propias y mutuas entre fases no balanceadas presentarán desbalances en las caídas de tensión aún con cargas simétricas. El efecto de un banco trifásico de capacitores con una fase fuera de servicio presentará un desbalance de compensación de corriente reactiva capacitiva. 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 [12]. 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 [13].

1.5 Desbalance y sus efectos

Es bien conocido que el desbalance de tensión tiene un efecto perjudicial sobre la mayoría de las aplicaciones eléctricas, motivando la dedicación de esfuerzos a la investigación de este efecto en diversas áreas. Un aspecto que ha interesado a numerosos estudiosos de este fenómeno es el relacionado con las pérdidas que provoca en las redes eléctricas y sus métodos de cálculo y simulación en diferentes regímenes, incluyendo los transitorios. 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 [14]. El balance perfecto de las cargas en las tres fases de un sistema trifásico es imposible de lograr en condiciones reales, donde coexisten cargas trifásicas y monofásicas conectadas al circuito industrial. Por otra parte, los voltajes de suministro no son perfectamente simétricos, pues el sistema eléctrico nacional está afectado por la asimetría de las cargas y otros elementos que lo constituyen. Bajo condiciones de desbalance, el sistema de energía incurrirá en mayores pérdidas y efectos térmicos y será 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) [15].

1.5.1 Efectos del desbalance en las máquinas eléctricas

Los voltajes desbalanceados en los motores de inducción se analizan en dos componentes en oposición que se pueden describir utilizando el método de las componentes simétricas. En el caso de las máquinas eléctricas, los voltajes desbalanceados contienen solo componentes de secuencia positiva y negativa, las cuales tienen secuencias de fases opuestas, es decir “abc” y “acb” respectivamente. Las componentes de secuencia cero se anulan, debido a que los motores son conectados típicamente en delta o estrella sin aterrizar y no hay trayectoria por la cual fluyan las componentes de secuencia cero. El voltaje de secuencia positiva produce un esfuerzo de torsión positivo deseado, mientras que el voltaje de secuencia negativa produce un flujo en el entrehierro que gira en contra del movimiento del rotor, generando así un esfuerzo de torsión negativo perjudicial para el motor. El resultado es una reducción neta en el esfuerzo de torsión y en la velocidad, y la posibilidad de pulsaciones de velocidad y de ruido creciente del motor. Además, la componente de secuencia negativa en los voltajes desbalanceados genera corrientes de secuencia negativa de valores grandes debido a la impedancia de

secuencia negativa baja, esto provoca que aumenten las pérdidas, las vibraciones mecánicas y el calentamiento de la máquina. En general, el efecto neto del desbalance del voltaje es una reducción de la eficiencia y una disminución de la vida del motor [16]. Según se establece en la norma IEEE 1159 [23], un desbalance de 3,5 % en las tensiones puede resultar en un 25 % de aumento del calentamiento en algunos motores. En la figura 1.5 [13] se puede apreciar el efecto que provoca el desbalance de tensión sobre las pérdidas adicionales que tienen lugar en los motores.

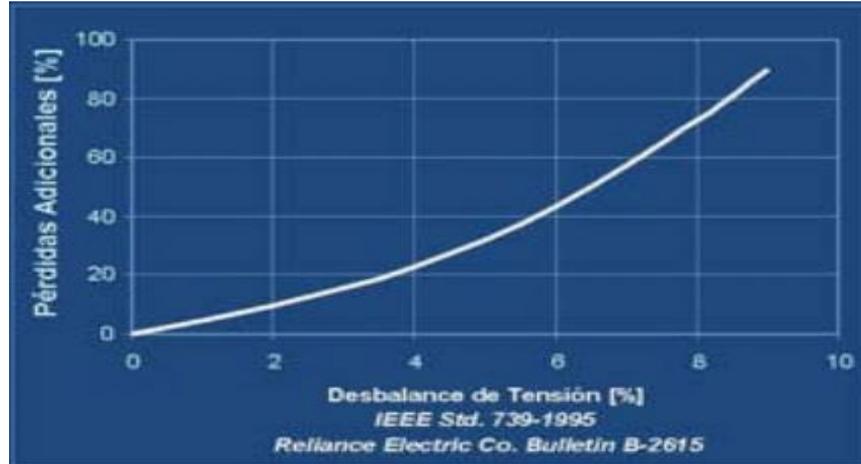


Figura 1.5: Efecto del desbalance de tensión sobre las pérdidas adicionales.

1.5.2 Efectos del desbalance en los convertidores y accionamientos de la electrónica de potencia

Los convertidores electrónicos de potencia sirven como la interfaz para las cargas electrónicas grandes, que se extienden desde las fuentes de alimentación continuas trifásicas (UPS) hasta los motores que funcionan a velocidades variables con el uso de (ASD). La mayoría de estos convertidores contienen un puente rectificador y un condensador de acoplamiento (cd) para convertir el voltaje de (ca) a un voltaje de (cd) de bajo rizado. Para condiciones de desbalance de voltaje, las corrientes armónicas de entrada del convertidor no se restringen a los armónicos característicos de este, y los armónicos no característicos múltiplos de tres pueden aparecer. El desbalance de voltaje puede provocar que circule una corriente excesiva en una o dos fases del convertidor, lo que puede ocasionar el disparo de los circuitos de protección de sobrecarga. El incremento de la corriente puede causar también un calentamiento excesivo de los diodos y disminuir la vida útil del condensador o requerir el uso de un condensador más grande [17]. En la figura 1.6 se observa un esquema típico que se utiliza en los accionamientos de velocidad variable (ASD).

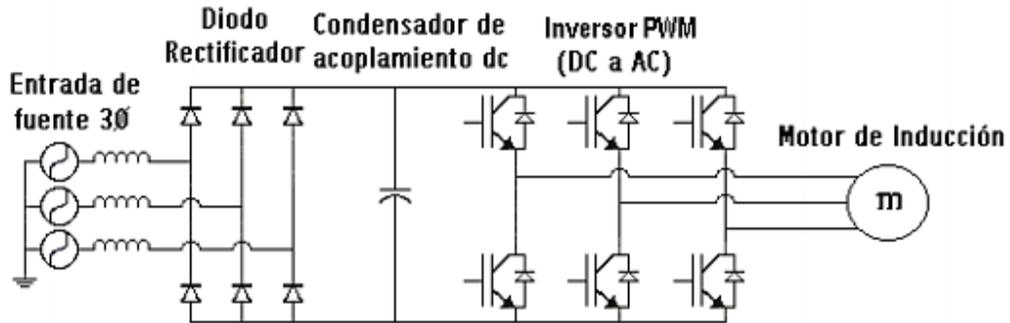


Figura 1.6: Esquema típico de accionamientos de velocidad variable(ASD).

1.5.3 Efectos del desbalance en líneas y transformadores

Los sistemas de distribución primaria debido a diversas causas operan con cierto grado de desbalance en sus tres fases. Sin embargo, en la medida que tal desbalance exhiba un grado más pronunciado, se presentan, al menos, tres problemas relacionados con las pérdidas, la calidad del suministro eléctrico y la confiabilidad del sistema. En primer lugar, el desbalance provoca un aumento de las pérdidas de potencia y energía en líneas y transformadores del sistema, limitando la capacidad de transferencia de carga y sobreestimando las capacidades en el diseño. En segundo lugar, se produce una disminución de la calidad de las tensiones de suministro y en tercer lugar se tiene que, producto del desbalance que se produce entre las corrientes de fase, para sistemas con neutro puesto a tierra se genera una corriente de secuencia cero que circulará por tierra, dicha corriente es de un valor tal que puede accionar las protecciones contra cortocircuitos, el sistema pierde así confiabilidad, puesto que las protecciones interpretan el fuerte desbalance como una señal de cortocircuito, interrumpiendo el servicio [18].

1.6 Valores permisibles de desbalance

Varias instituciones internacionales han emitido criterios sobre los límites recomendados para el desbalance de tensión en los sistemas eléctricos.

La norma europea EN 50160 [19] establece que, tanto para baja tensión como para media tensión, en condiciones normales de explotación, para cada período de una semana, el 95% de los valores eficaces promediados en 10 minutos de la componente inversa de la tensión de alimentación, debe situarse entre el 0 y el 2% de la componente directa. Se establece la salvedad, en baja tensión, que para algunas regiones equipadas con líneas parcialmente monofásicas o bifásicas, los desequilibrios pueden alcanzar el 3% en los puntos de suministros trifásicos.

La norma IEC 61000-2-2 [20], al igual que la norma IEEE 1159, recomiendan que el índice de desbalance en un sistema de suministro eléctrico no debe superar el 2%. La NEMA en su norma MG1-1993 "motores y generadores" recomienda que para desbalances de voltaje mayores al 1% del voltaje, los motores de inducción deberían ser redimensionados [8]. La ANSI (*American National Standards Institute*) en su norma C84.1-1995 [21] recomienda que

los sistemas de suministro eléctrico deben ser diseñados y operados para limitar el desbalance máximo de voltaje al 3%.

Los valores establecidos por estas normas internacionales, se adoptan en la mayoría de los países. En nuestro país existe la norma cubana NC 365: 2011 [22], dicha norma se rige por la norma IEC 60038: 2009 y de forma general plantea que: los sistemas de suministro eléctrico deberán ser diseñados y operados para limitar el desbalance de tensión (fase con mayor desviación con respecto a la tensión promedio/tensión promedio de las fases) al 2% medido en los terminales de entrega del suministro en régimen de vacío.

1.7 Situación actual del desbalance en Santa Clara

Los registros históricos obtenidos a partir de los interruptores principales de dos circuitos de distribución primaria del municipio de Santa Clara (circuitos 27 y 162), muestran la existencia de elevados niveles de desbalance en los mismos. 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 a partir del interruptor NULEC V-645 (para el circuito 27) y del interruptor ION V-45 (para el circuito 162), se puede determinar el desbalance definido por la NEMA (Desbalance NEMA o %NEMA) y el porcentaje de corriente por el conductor neutro (%In) que presentan los circuitos analizados:

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

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

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

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.

Utilizando 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	I _a (A)	I _b (A)	I _c (A)	I _n (A)	%NEMA	%In
27	Medio	59,3	61,2	48,4	13,3	14,2	23,8
	Máximo	75	85	63	22	19,9	34,5
162	Medio	76,1	41,6	38,6	39,3	45,8	75,4
	Máximo	100	54	49	51	54,7	88,7

En las figuras 1.7 y 1.8 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.

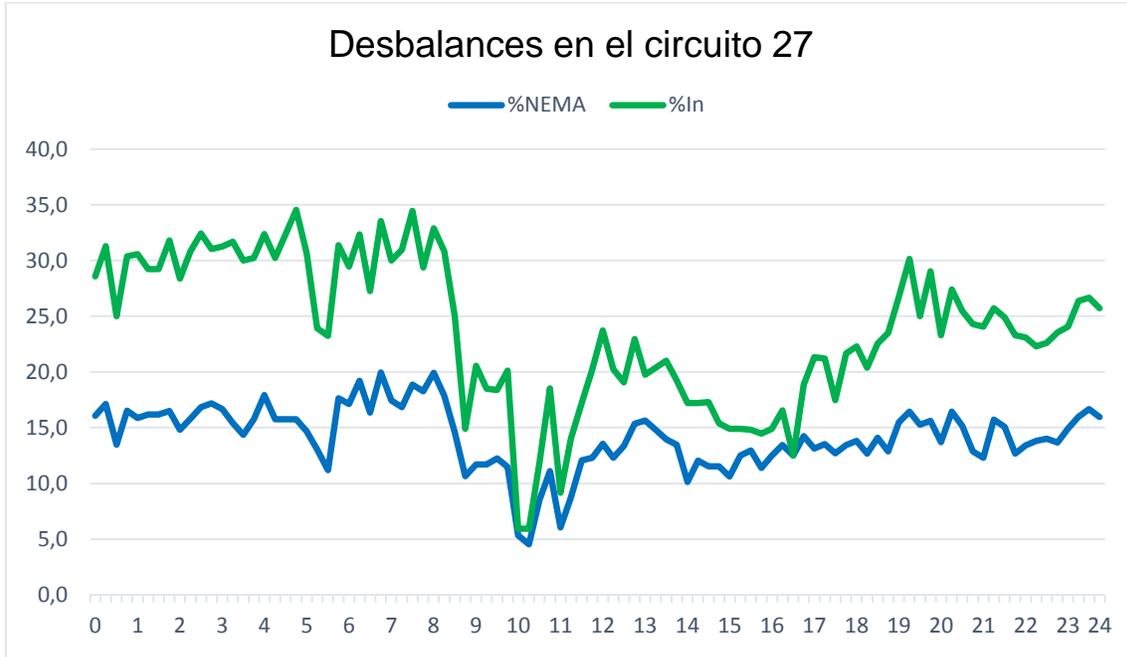


Figura 1.7: Comportamiento del %NEMA y %In en el circuito 27.

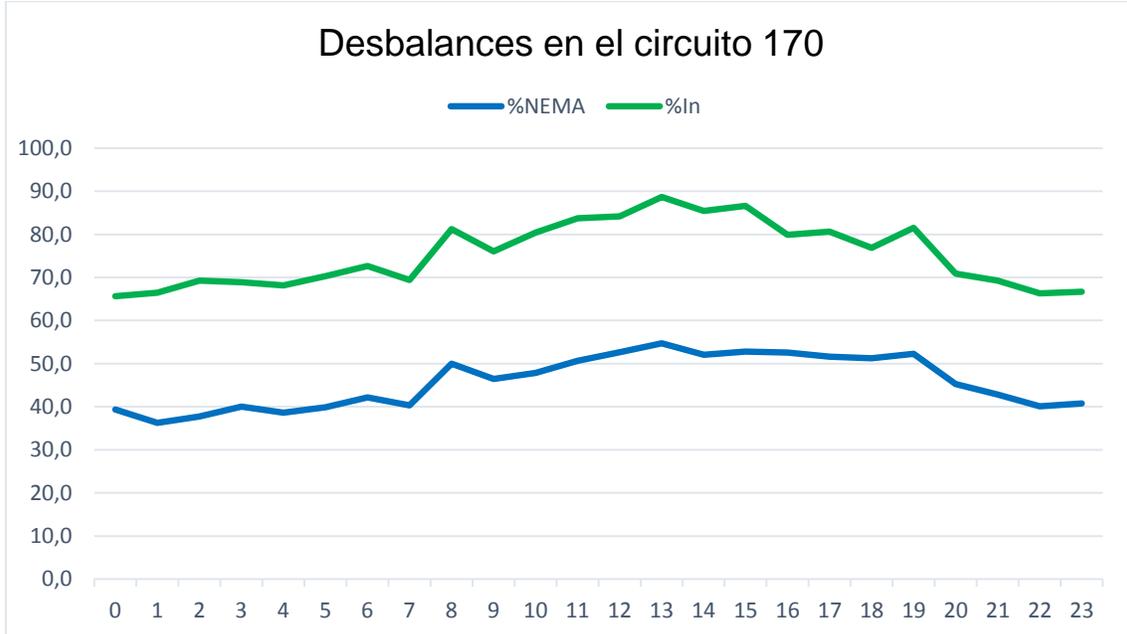


Figura 1.8: Comportamiento del %NEMA y %In en el circuito 162.

En las figuras anteriores se puede observar que en los circuitos de distribución primaria analizados los niveles de desbalance son bastante elevados y se encuentran muy por encima de los niveles recomendados por las diferentes instituciones internacionales

CAPÍTULO II: PROGRAMA PARA EL BALANCEO DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

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

2.1 Introducción

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 [52].

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 [52].

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 [52].

Varias técnicas de optimización como: redes neuronales artificiales [24, 25], lógica difusa [26], evolución diferencial [27], colonia de hormigas [28], 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 [29], simulación del recocido [30, 31], algoritmo genético (AG) [32], algoritmos heurísticos [33, 34], algoritmo inmune [35, 36], etc.

El AG de la referencia [32] 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 [33] 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 [34] 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 [35, 36] 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 [37]. Esta herramienta trata de reducir la corriente de neutro y consecuentemente evitar los disparos indeseables de la protección de falla a tierra. Las referencias [38-41] 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 [42] 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 [43, 44] 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 [45] se investiga el uso de simulación del recocido caótica, mientras que en [46] y [47] 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 [48], donde se sugiere a la programación dinámica como la técnica más apropiada para este problema.

En [49] 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 [52].

A partir de un trabajo previo sobre este problema [50] 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 [52].

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.

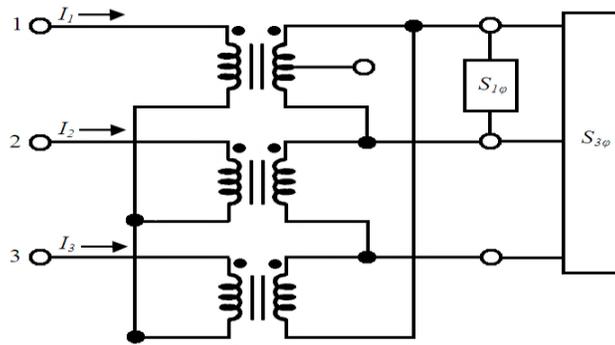


Figura 2.1: Banco de transformadores con conexión Y-Δ.

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:

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

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

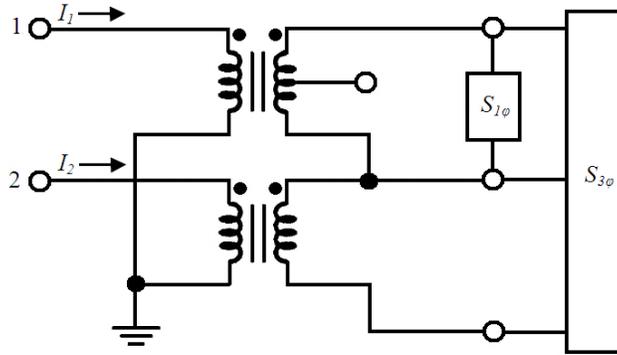


Figura 2.2: Banco de transformadores con conexión Y abierta - Δ abierta.

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

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

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

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

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

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

Tabla 2.1 Corrientes en el primario de los transformadores.

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

I_3	$-\frac{1}{3}\left(\frac{S_{1\phi}}{V_{1n}}\right)^* + \frac{1}{3}\left(\frac{S_{3\phi}}{V_{3n}}\right)^*$	0	0
-------	--	---	---

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

Tabla 2.2 Posibles conexiones de ramales y transformadores.

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

La posición de cada fase se corresponde con los terminales 1, 2 y 3 en cada caso. Se debe tener cuidado al reconectar los bancos de dos transformadores para no modificar la secuencia de fases en el secundario. Además, si un transformador monofásico está conectado a una sección de fase y neutro no hay que considerar su posible reconexión.

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

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

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

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

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

Añadiendo los elementos de (x_{var}), las variables independientes del problema se representan

por el arreglo (x) de $(N_{lat}+N_{trf}+N_{var})$ elementos formado por los subvectores (x_{con}) y (x_{var}) .

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

2.2.2 Funciones objetivo

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

- 1) Mínimas corrientes de neutro en los puntos deseados.
- 2) Mínimas pérdidas de energía.
- 3) Mínimo número de reconexiones.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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...W) para minimizar las corrientes de neutro. Cada función determina el máximo de un conjunto de corrientes de neutro en diferentes puntos y diferentes condiciones de operación. Cada función objetivo se define como:

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

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 [51] 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 [53].

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 [53].

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 [53].

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 [53].

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 [53].

2.4.1 Ajuste de las cargas

A partir de las expresiones de la tabla 2.1, las cuales se utilizan para el cálculo de las corrientes en los terminales primarios de los distintos bancos de transformadores, pueden determinarse las potencias aparentes por fase multiplicando estas corrientes por las tensiones correspondientes. En la tabla 2.3 se muestran las expresiones para el cálculo de dichas potencias.

Tabla 2.3 Potencias en el primario de los transformadores.

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

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

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

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

Donde N es el número de cargas del circuito.

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

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

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

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

En el desarrollo de las expresiones de estimación se va a considerar igual factor de potencia para la carga trifásica y la monofásica. Además, para evitar la sobrecarga de las expresiones,

en el análisis siguiente se van a obviar los subíndices (i,t) que representan la carga y el tiempo para los que se hace el ajuste.

2.4.1.1 Transformadores trifásicos

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

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

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

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

2.4.1.2 Bancos de tres transformadores Y-Δ

Este banco tiene tanto carga monofásica como trifásica y si no hay una indicación de la carga de cada transformador, se puede considerar que la carga se 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:

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

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

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

2.4.1.4 Transformadores monofásicos

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

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

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

2.4.2 Algoritmo de ajuste de las cargas

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

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

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

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

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

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

2.4.3 Algoritmo de estimación

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

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

Se supone que el mejor ajuste integral en todo el horario del día se obtiene por unos valores de carga monofásica y trifásica que están dados por una combinación lineal de los valores de carga obtenidos por el ajuste en ambos horarios, es decir:

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

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 [53]

CAPÍTULO III: RESULTADOS DEL BALANCEO DE LOS CIRCUITOS SELECCIONADOS

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

3.1 Introducción

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

Dentro de las cuestiones analizadas anteriormente, el proceso de celaje de los circuitos posee una gran importancia, para su correcta realización deben tenerse en cuenta los pasos siguientes:

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

3.2 Análisis del Circuito 27

El circuito 27 tiene su origen en la subestación ubicada en la intercepción de la Circunvalación y la Carretera de Maleza. Se alimenta a través de un transformador de 6,3 MVA que presenta una conexión Δ -Y aterrada con relación de voltajes de 33/13,8 kV. Las líneas que conforman

el tronco del circuito ocupan una extensión de 3,11 km aproximadamente. El circuito posee 5 ramales bifásicos y 14 ramales monofásicos. Cuenta con 52 transformadores monofásicos con conexión entre fase y neutro, 12 bancos de dos transformadores con conexión estrella abierta-delta abierta, 4 bancos de tres transformadores con conexión estrella-delta y 1 transformador trifásico, para un total de 69 bancos de transformadores conectados en el circuito. La carga predominante en este circuito es la residencial, pero también existen cargas estatales de importancia, entre estas se encuentran: Taller FFCC, Círculo Infantil, Taller Construcciones Metálicas, Panadería, Clínica Estomatológica, Policlínico Maleza, EPL Villa Clara, Tienda “Las Avenidas” y Servi-Cupet Sagua-Maleza.

La tabla 3.1 muestra la cantidad de transformadores que se encuentran conectados en cada fase, las potencias instaladas por fase y la potencia total instalada en el circuito.

Tabla 3.1 Potencias instaladas en el circuito 27.

Potencias instaladas	Fase A	Fase B	Fase C
Cantidad de transformadores por fase	25	31	32
Potencia instalada por fase (kVA)	1035	1290	1342,5
Potencia total instalada en el circuito (kVA)	3667,5		

En el inicio de este circuito se encuentra ubicado el interruptor NULEC (V-45), los registros históricos obtenidos a partir de dicho interruptor muestran la existencia de un desbalance considerable entre las corrientes de fase y la circulación de una elevada corriente por el conductor neutro. Las figuras 3.1 y 3.2 muestran el comportamiento de las corrientes y de las potencias de este circuito en el período de tiempo comprendido entre el 9 y el 15 de abril de 2018.

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

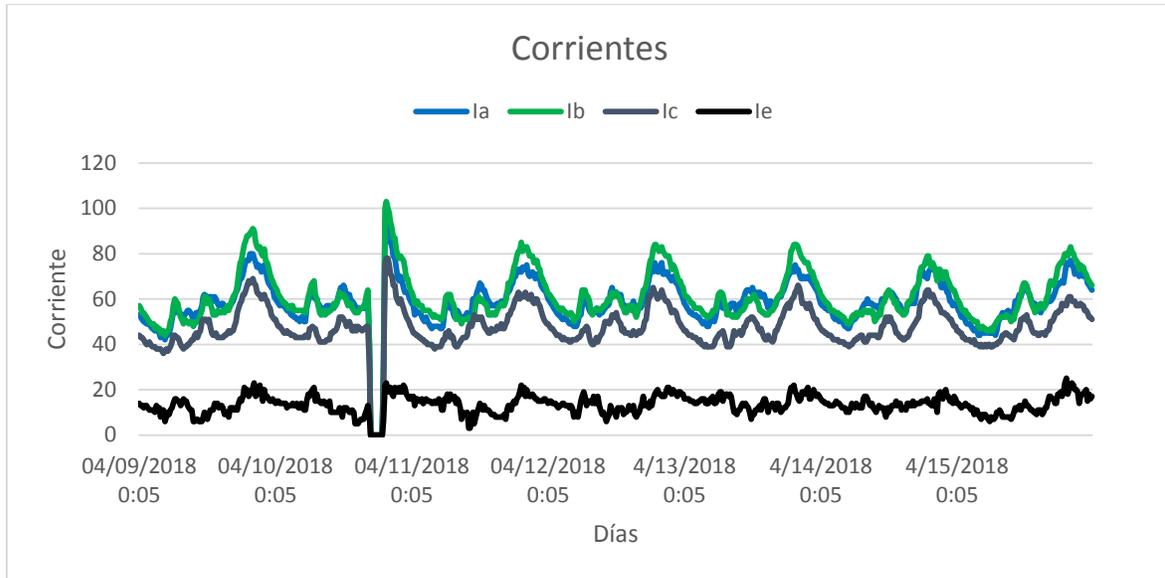


Figura 3.1: Comportamiento de las corrientes en el circuito 27.

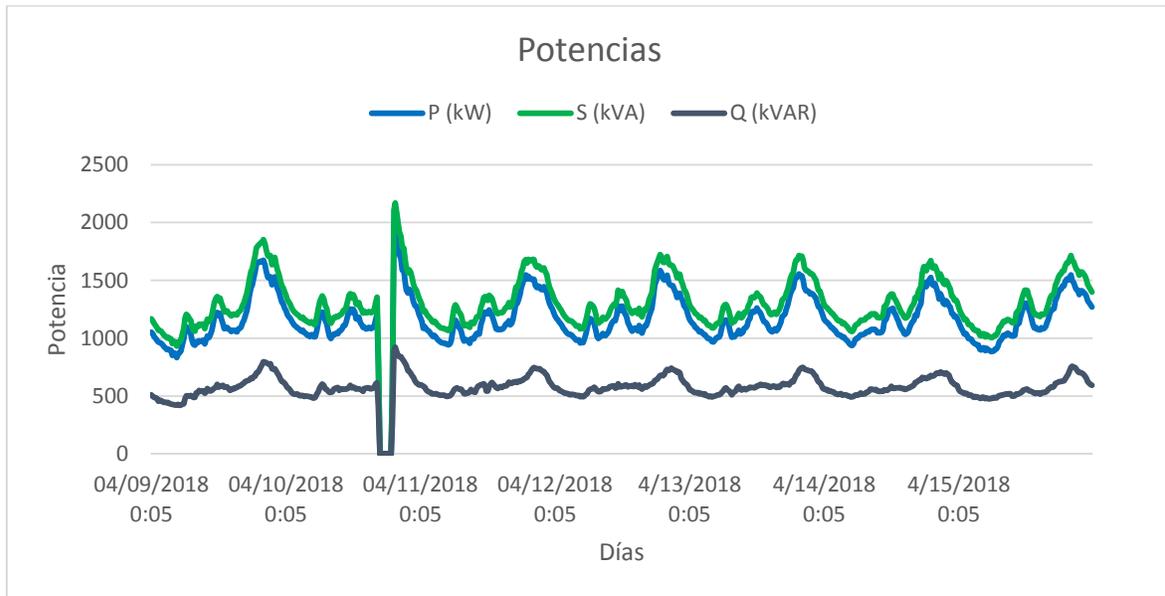


Figura 3.2: Comportamiento de las potencias en el circuito 27.

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 en un período de tiempo determinado para posteriormente seleccionar un día promedio. En este caso se analizó el comportamiento del circuito en el período de tiempo comprendido entre el 24 de marzo y el 24 de abril de 2018 y se escogió como día promedio el 11 de abril de 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 fase. Las líneas de trazo fino 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 aceptable aproximación entre los gráficos reales y los gráficos estimados, además se logra que las corrientes estimadas de fase y de neutro tengan un comportamiento similar al de las corrientes reales durante todo el día. Sin embargo, esto no quiere decir que las potencias que se obtienen para los diferentes bancos de transformadores sean en realidad las que ellos están suministrando, pues para eso sería necesario disponer de tomas de carga de cada uno de los transformadores del circuito.

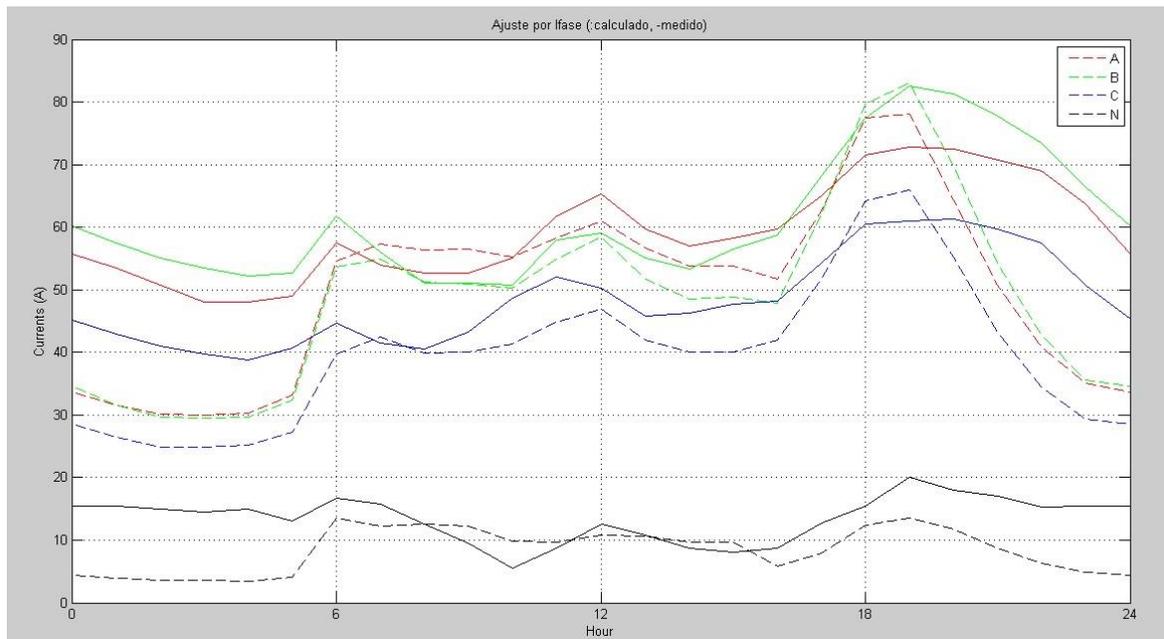


Figura 3.3: Estimación realizada para el circuito 27

Cuando se concluye con el proceso de estimación y ajuste de las cargas, se conforma una base de datos con estos elementos y con los datos recopilados en el celaje (Anexo II). Posteriormente se carga esta base de datos desde el programa de balanceo, se ajustan los datos referentes a la tensión nominal del circuito, los máximos cambios permitidos y se seleccionan los elementos que se desean variar (ramales bifásicos, ramales monofásicos, bancos de tres transformadores, bancos de dos transformadores y transformadores monofásicos), se ajustan los puntos donde se desea minimizar la corriente de neutro y por último se selecciona el tamaño de la población y la cantidad de generaciones deseadas. Luego se procede a realizar varias corridas del programa de balanceo mediante el algoritmo genético NSGA-II. En el caso de este circuito se decidió variar solamente los ramales de una y dos

fases y los transformadores monofásicos, se utilizó una población de 100 individuos, se realizaron 100 generaciones y se permitieron 7 cambios como máximo.

Los resultados iniciales emitidos por el programa de balanceo para este circuito, en sus condiciones originales, muestran que las pérdidas de energía en las líneas primarias alcanzan los 42,8526 kWh/día y que la corriente de neutro alcanza los 13,2972 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 # 1. En la figura 3.4 se muestran las variantes de balanceo obtenidas para este circuito y los resultados de la variante seleccionada.

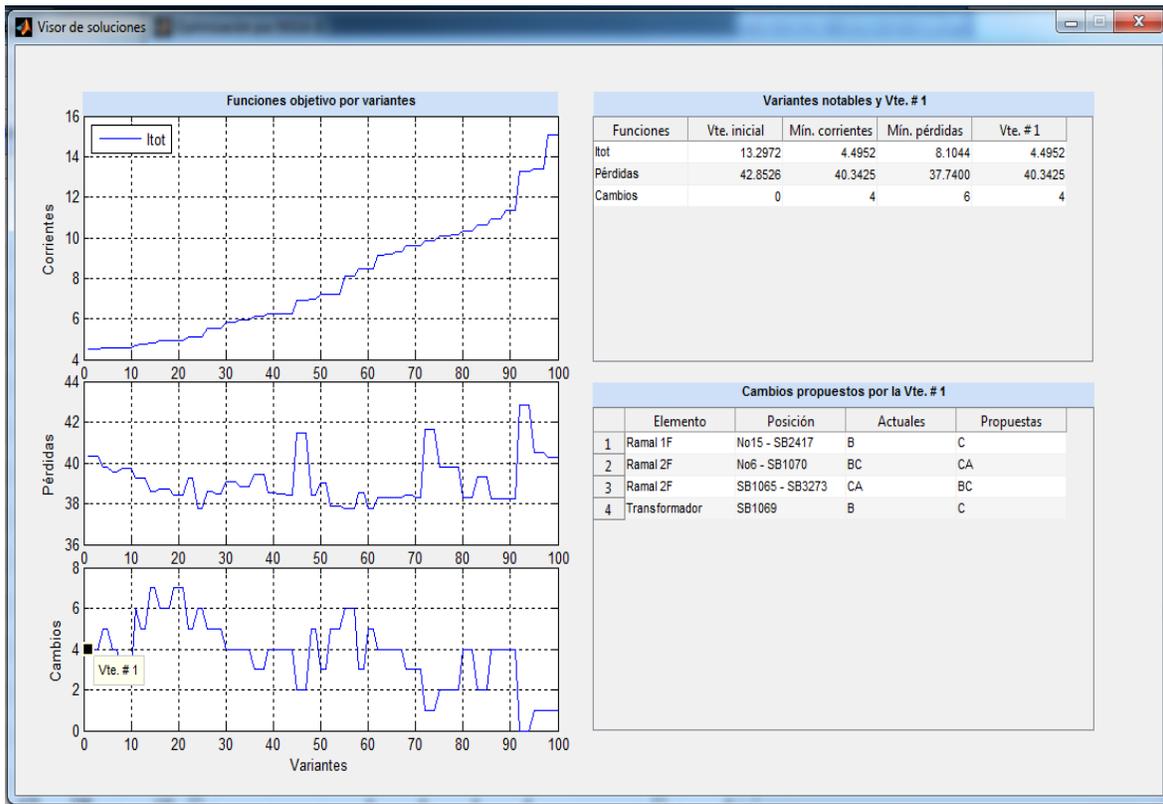


Figura 3.4: Variantes de balanceo para el circuito 27.

Analizando los resultados obtenidos para la variante seleccionada, puede verse que la corriente de desbalance debe experimentar una disminución de 8,802 A, las pérdidas de energía deben reducirse en 2,5101 kWh/día y solo deben efectuarse cuatro cambios. En la figura 3.5 se muestran los puntos del circuito donde deben efectuarse dichos cambios.

CAPÍTULO III: RESULTADOS DEL BALANCEO DE LOS CIRCUITOS SELECCIONADOS

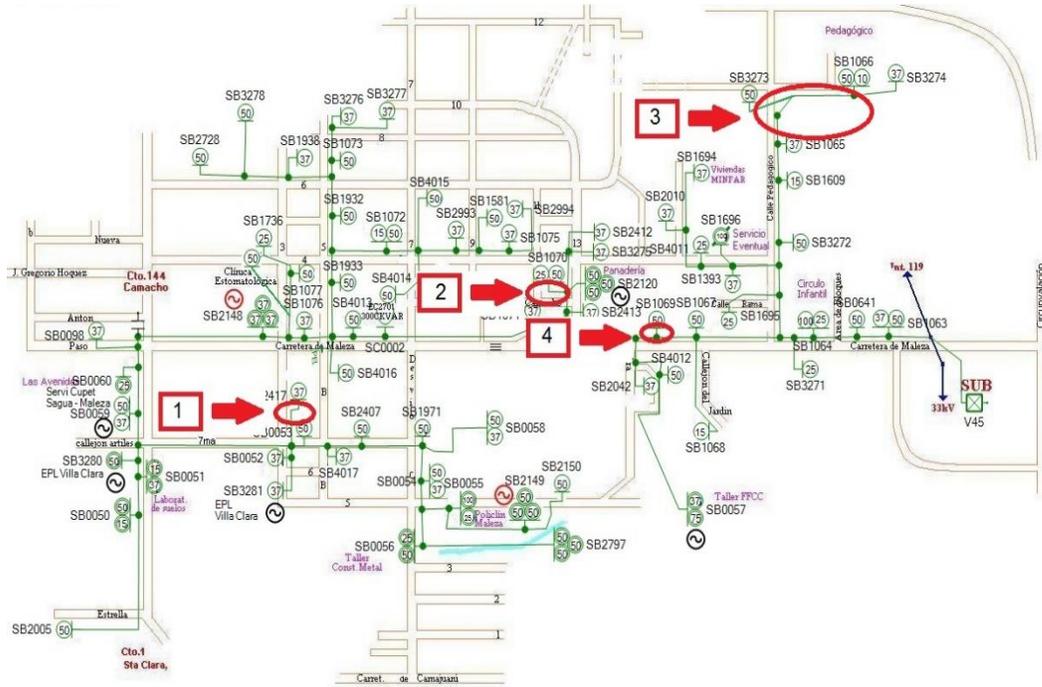


Figura 3.5: Cambios propuestos para el circuito 27.

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

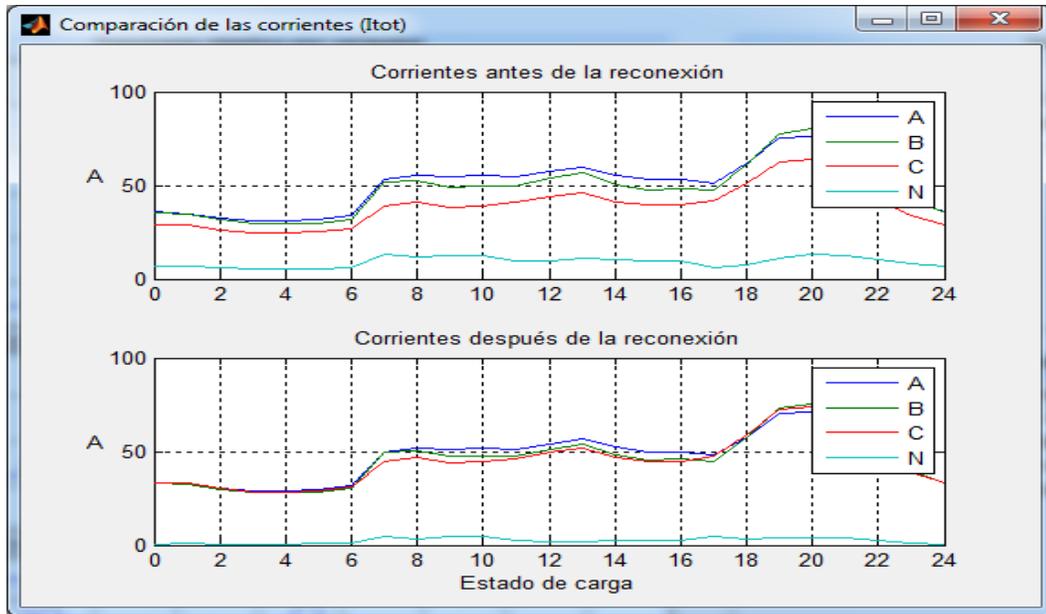


Figura 3.6: Corrientes estimadas antes y después del balanceo.

Se observa en estos resultados teóricos la disminución que debe experimentar la corriente de neutro y como tienden a valores muy cercanos las corrientes por las tres fases. Debido a que no se tienen tomas de carga de los diferentes transformadores del circuito, la potencia de cada banco se obtuvo mediante la estimación, por lo que estos resultados no son exactos.

3.3 Análisis del Circuito 162

El circuito 162 tiene su origen en la subestación Santa Clara Industrial. Se alimenta a través de un transformador de 25 MVA de seis salidas, con conexión Δ -Y aterrada y relación de voltajes de 33,4/13,8 kV. Las líneas que conforman el tronco del circuito ocupan una extensión de 4.05 km aproximadamente y su tensión de operación es de 13,8 kV. El circuito posee 9 ramales bifásicos y 9 ramales monofásicos. Cuenta con 39 transformadores monofásicos con conexión entre fase y neutro, 29 bancos de dos transformadores con conexión estrella abierta-delta abierta, 6 bancos de tres transformadores con conexión estrella-delta y 1 banco de tres transformadores con conexión estrella-estrella, para un total de 75 bancos de transformadores conectados en el circuito. La carga predominante en este circuito es la residencial, pero también existen cargas estatales de importancia, entre estas se encuentran: Agencia Trasval, Torrefactora de Café, ISCF Manuel Fajardo, Estadio Augusto Cesar Sandino.

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 162.

Potencias instaladas	Fase A	Fase B	Fase C
Cantidad de transformadores por fase	49	23	43
Potencia instalada por fase (kVA)	2000	937.5	1606.5
Potencia total instalada en el circuito (kVA)	4544		

La operación del circuito 162 es controlada en su totalidad por el interruptor ION (V-645), los registros históricos obtenidos a partir de dicho interruptor permiten conocer el comportamiento de los parámetros fundamentales del circuito en un período de tiempo determinado. Las figuras 3.7 y 3.8 muestran el comportamiento de las corrientes y de las potencias de este circuito en el período de tiempo comprendido entre el 7 y el 13 de abril de 2018. En estas figuras se observa que el circuito analizado presenta un gráfico residencial, hay evidencias de que la fase más cargada es la (a) y la menos cargada es la (c). Se debe señalar la marcada diferencia que existe entre los valores de corriente de la fase (a) con respecto a las demás fases. También son considerables los valores que presenta la corriente por el conductor neutro que alcanza valores iguales a los de las fases (b) y (c).

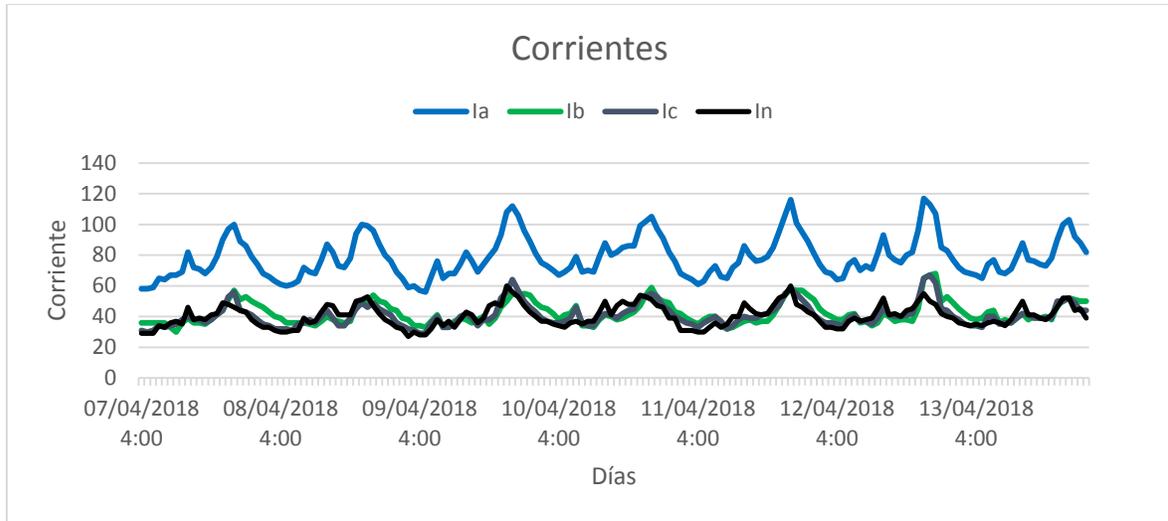


Figura 3.7: Comportamiento de las corrientes en el circuito 162.

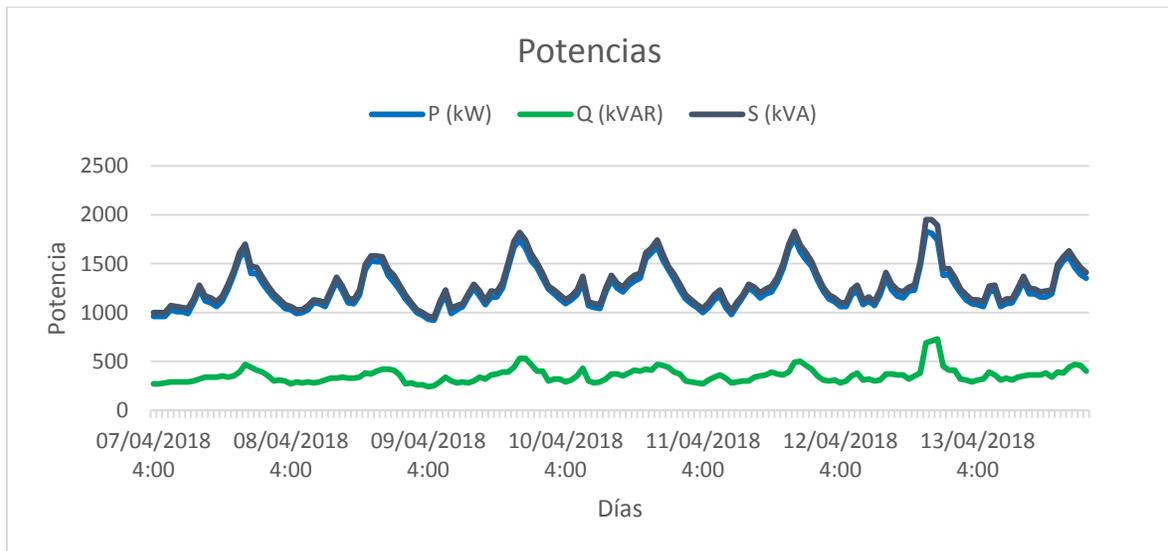


Figura 3.8: Comportamiento de las potencias en el circuito 162.

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. Como se explicó en el caso del circuito anterior, para realizar esta estimación se debe disponer de las lecturas del interruptor principal en un período de tiempo determinado para entonces seleccionar un día promedio. Para este circuito se analizó su comportamiento en el período de tiempo comprendido entre el 7 de abril y el 7 de mayo de 2018 y se seleccionó como día promedio el 8 de abril de 2018. Las potencias monofásicas y trifásicas (P1, Q1, P3 y Q3) que se obtienen en este proceso se muestran en el Anexo III.

La estimación realizada para este circuito, utilizando un ajuste por corriente de fase, se muestra en la figura 3.9, puede verse que el ajuste de las cargas es aceptable respecto a los gráficos medidos en un día característico por el ION.

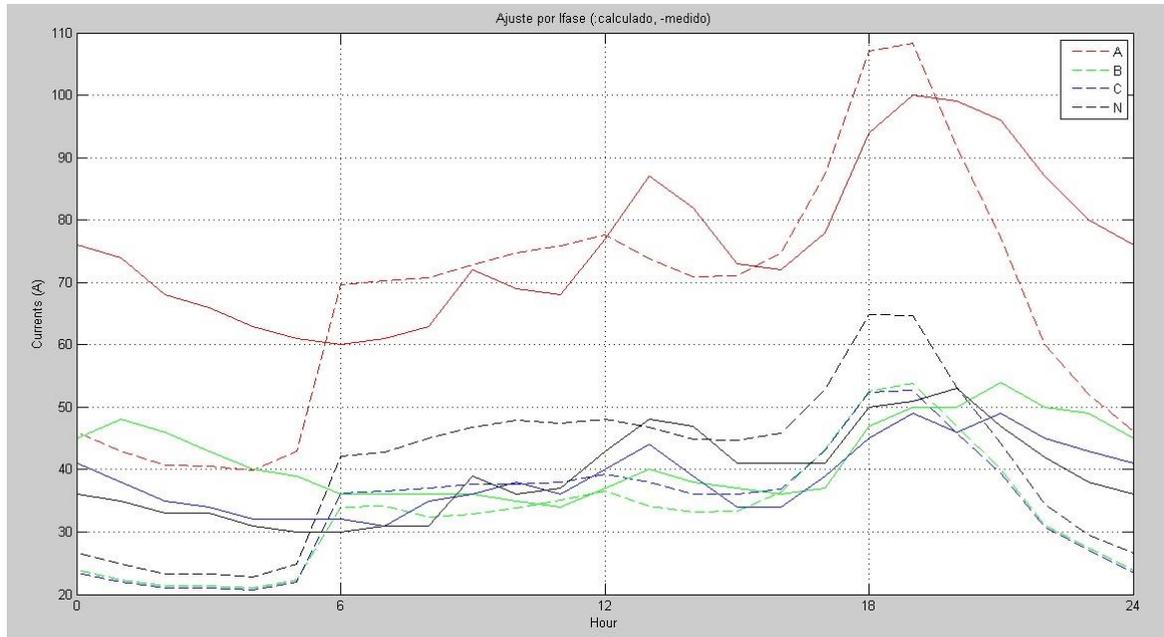


Figura 3.9: Estimación realizada para el circuito 162.

Cuando se concluye con el proceso de estimación y ajuste de las cargas, se conforma una base de datos con estos elementos y con los datos recopilados en el celaje (Anexo III). Posteriormente se carga esta base de datos desde el programa de balanceo, se ajustan todos los elementos necesarios y se procede a realizar varias corridas del programa. Para este circuito se decidió variar solamente los ramales bifásicos, ramales monofásicos y los transformadores monofásicos, se utilizó una población de 100 individuos, se realizaron 100 generaciones y se permitieron 7 cambios como máximo.

Los resultados iniciales emitidos por el programa de balanceo para este circuito, en sus condiciones originales, muestran que las pérdidas de energía en las líneas primarias alcanzan los 150,4598 kWh/día y que la corriente por el conductor neutro alcanza los 64,9220 A. Los resultados obtenidos se encuentran ordenados por corriente de neutro, pérdidas de energía y número de reconexiones respectivamente. Como se explicó para el circuito anterior, debe seleccionarse una variante que con pocas reconexiones garantice una buena reducción de la corriente de neutro y de las pérdidas de energía. Teniendo en cuenta esto, se seleccionó la variante # 29. En la figura 3.10 se muestran las variantes de balanceo obtenidas para este circuito y los resultados de la variante seleccionada.

CAPÍTULO III: RESULTADOS DEL BALANCEO DE LOS CIRCUITOS SELECCIONADOS

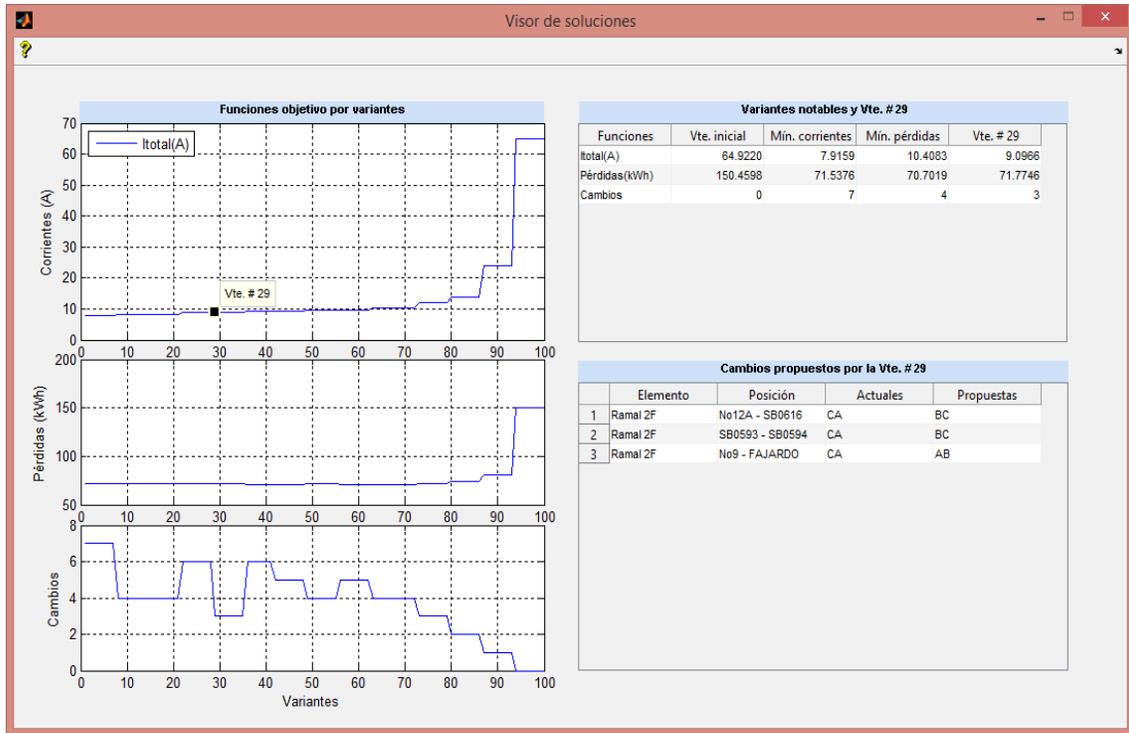


Figura 3.10: Variantes de balanceo para el circuito 162.

Analizando los resultados obtenidos para la variante # 29, puede verse que la corriente de desbalance debe experimentar una disminución de 55,8254 A, las pérdidas de energía deben reducirse en 78,6852 kWh/día y solo se deben efectuar tres reconexiones. En la figura 3.11 se señalan los puntos del circuito donde deben efectuarse los cambios propuestos por el programa.

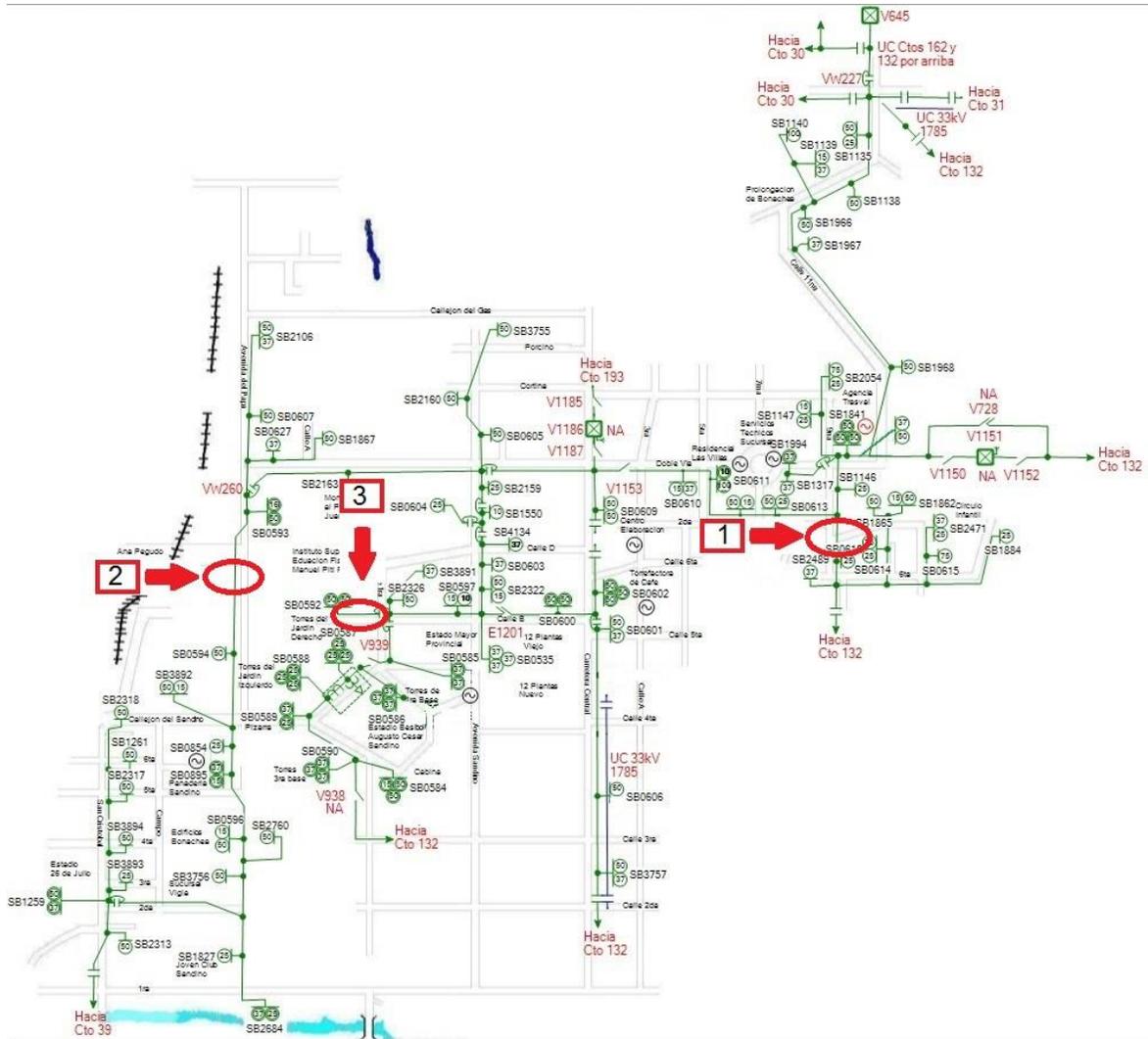


Figura 3.11: Cambios propuestos para el circuito 162.

La figura 3.12 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.

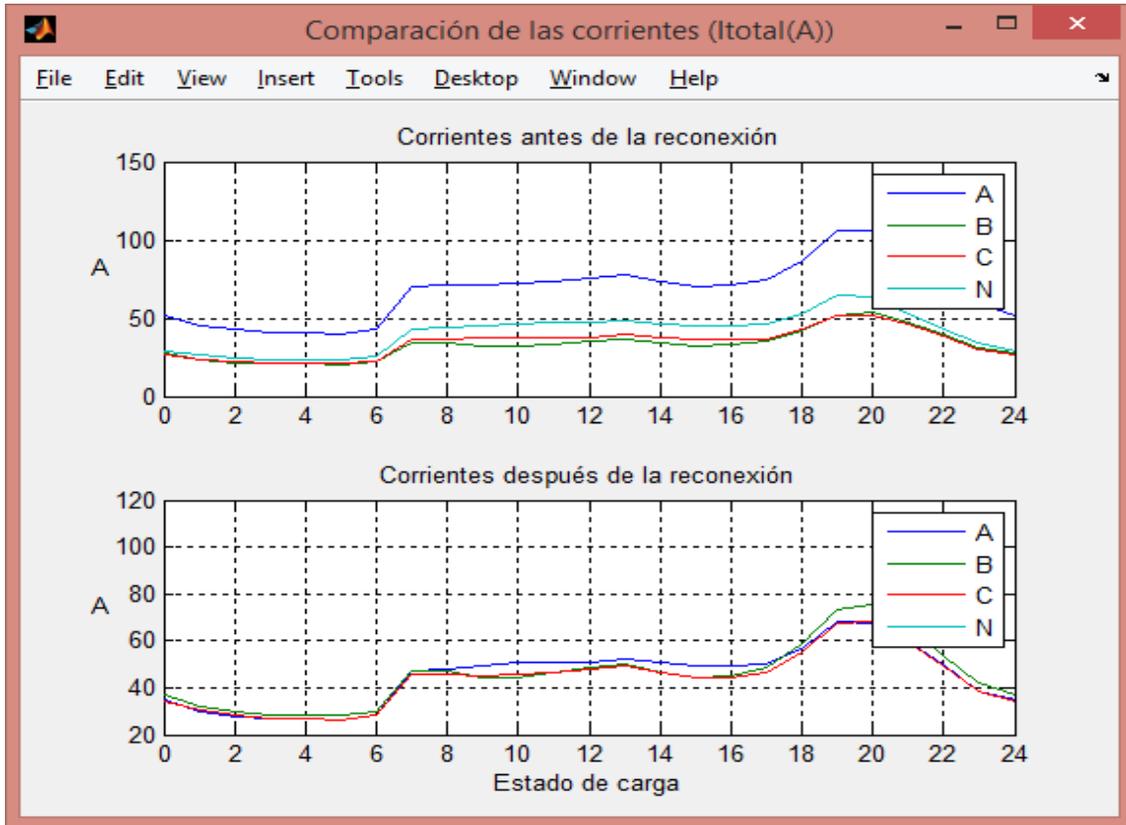


Figura 3.12: Corrientes estimadas antes y después del balanceo.

En la figura anterior se muestra una estimación de cómo se comportan las corrientes de fase y neutro antes y después de la reconexión, siempre teniendo en cuenta que son valores estimados por el programa. Esta mejoría en el comportamiento de las corrientes de fase y neutro, conlleva también a una reducción de las pérdidas de potencia y energía a lo largo del circuito de distribución primaria, lo cual resulta muy beneficioso.

CONCLUSIONES

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

- ✓ Al realizar el celaje de los circuitos se pudo comprobar que los datos de los mismos se encontraban desactualizados.
- ✓ En los circuitos analizados solo se tuvo acceso a mediciones de los interruptores principales, por lo tanto, fue necesario realizar una estimación de las cargas utilizando un programa de estimación.
- ✓ Se logró realizar una estimación en la cual se obtienen gráficos de carga semejantes a los medidos por los interruptores principales de los diferentes circuitos, aunque esta estimación puede tener cierto nivel de error con respecto a los valores reales.
- ✓ 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 con la dirección técnica de la Empresa Eléctrica para lograr mejores resultados.
- ✓ Los resultados obtenidos desde el punto de vista teórico se pueden considerar como satisfactorios, debido a que es relevante la reducción de la corriente que circula por el conductor neutro, así como la disminución de las pérdidas y el mejoramiento del equilibrio entre las corrientes de fase.
- ✓ Los cambios propuestos por el programa no han sido implementados en el tiempo requerido para la tesis, por lo que los resultados reales de los circuitos analizados no se encuentran plasmados en este trabajo.

RECOMENDACIONES

- ✓ Actualizar las bases de datos de los diferentes circuitos de distribución primaria con vistas a realizar este u otros tipos de estudios.
- ✓ Aplicar los cambios propuestos por el programa de balanceo para los circuitos seleccionados.
- ✓ Continuar perfeccionando los métodos computacionales de estimación y ajuste de cargas en los circuitos de distribución primaria.
- ✓ Realizar tomas de cargas en los transformadores para apoyar la estimación correcta de estas cargas.
- ✓ Utilizar al máximo las potencialidades del programa de balanceo y realizar el balance de los circuitos en diferentes puntos cuando sea pertinente.
- ✓ Realizar una evaluación previa de las variantes de balanceo a aplicar en cuanto a posibilidades técnicas de ejecutarlas y de esta forma evitar que al ejecutarlas queden inconclusas.
- ✓ Extender el estudio a otros circuitos de la provincia en aras de poder balancear la mayor parte de los circuitos primarios, y de esta forma lograr que el servicio eléctrico sea más eficiente.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] S. D. F. Dotres, "Ajuste de las derivaciones de los transformadores," Departamento Energético, Facultad de Ingeniería, Universidad de Oriente, Santiago de Cuba, 2004.
- [2] 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.
- [3] 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.
- [4] S. R. Castaño, *Redes de Distribución de Energía*, Tercera Edición, Universidad Nacional de Colombia, Manizales.
- [5] I. P. Abril, "Genetic Algorithm for the Load Balance on Primary Distribution Circuits," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 8, no.5, September 2010.
- [6] L. C. Fernández y J. L. Jassa, "La Representación de las Cargas y el Análisis de los Circuitos de Distribución Primaria," *Revista Energética*, vol. 23, no.3, 2002.
- [7] 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.
- [8] *Motors and Generators*, ANSI/NEMA Standard MG1, 1993.
- [9] *IEEE Standard Test Procedure for Polyphasers Induction Motors and Generators*, IEEE Standard 112, 1991.
- [10] *Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods*, IEC 61000-4-30, 2003.
- [11] G. Casaravilla y V. Echinope, "Desbalances-Estudio de alternativas para su estimación," Instituto de Ingeniería Eléctrica, Universidad de la República, 2009.
- [12] 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.
- [13] "Desbalance de Tensiones en Sistemas Trifásicos," ECAMEC Tecnología, septiembre de 2009.

- [14] 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.
- [15] 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.
- [16] J. L. G. Cruz y P. J. D. U. Pérez, "Elaboración de una metodología para la normalización de los estudios de calidad de la potencia eléctrica," Trabajo de Graduación, Facultad de Ingeniería y Arquitectura, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universidad de el Salvador, diciembre de 2003.
- [17] EPRI Power Electronics Applications Center, "Input performance of ASDs during supply voltage unbalance," *Power quality testing network PQTN Brief*, no. 28, 1996.
- [18] G. A. Schweickardt y G. Wiman, "Metaheurística FEPSO Multiobjetivo. Una aplicación para el análisis del balance de cargas en redes de distribución de baja tensión," Universidad Nacional de Colombia, Medellín, julio de 2009.
- [19] *European standard for voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems*, CENELEC, EN 50160, ed: CENELEC TCX, 2006.
- [20] *Electromagnetic Compatibility (EMC) - Part 2-2: Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signalling in public low-voltage power supply systems*, IEC 61000-2-2, 1990.
- [21] *Electric Power Systems and Equipment-Voltage Ratings (60 Hertz)*, ANSI Standard Publication no. ANSI C84-1, 1995.
- [22] *Tensiones Normalizadas*, Norma Cubana NC: 365, Oficina Nacional de Normalización, Ciudad de la Habana, 2011.
- [23] *IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*, IEEE std 1159, 1995.
- [24] 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.
- [25] 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.
- [26] D. Das, "Reconfiguration of distribution system using fuzzy multi-objective approach," *Electric Power and Energy Systems*, vol. 28, pp. 331-338, 2006.
- [27] 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.

- [28] 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.
- [29] 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.
- [30] 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.
- [31] 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.
- [32] T.-H. Chen and J.-T. Cherng, "Optimal phase arrangement of distribution transformers connected to a primary feeder for system unbalance improvement and loss reduction using a genetic algorithm," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, no. 3, pp. 994-1000, 2000.
- [33] 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.
- [34] 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.
- [35] 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.
- [36] 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.
- [37] 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.
- [38] 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.
- [39] M. W. Siti, D. V. Nicolae, A. A. Jimoh, and A. Ukil, "Reconfiguration and Load Balancing in the LV and MV Distribution Networks for Optimal Performance," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 4, pp. 2534-2540, 2007.
- [40] A. Ukil, M. W. Siti, and J. Jordaan, "Feeder load balancing using combinatorial optimization-based heuristic method," 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power, IEEE, 2008, pp. 1-6.
- [41] 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.

- [42] 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.
- [43] 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.
- [44] 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.
- [45] 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.
- [46] M. Sathiskumar, L. Lakshminarasimman, and S. Thiruvenkadam, "A self adaptive hybrid differential evolution algorithm for phase balancing of unbalanced distribution system," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 42, no. 1, pp. 91-97, 2012.
- [47] G. Mahendran, M. Sathiskumar, S. Thiruvenkadam, and L. Lakshminarasimman, "Multi-objective Unbalanced Distribution Network Reconfiguration through Hybrid Heuristic Algorithm," *Journal of Electrical Engineering & Technology*, vol. 8, no. 2, pp. 215-222, 2013.
- [48] K. Wang, S. Skiena, and T. G. Robertazzi, "Phase balancing algorithms," *Electric Power Systems Research*, vol. 96, pp. 218-224, 2013.
- [49] 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.
- [50] 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.
- [51] 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/>»
- [52] I. P. Abril, "Fundamentación Técnica del Programa de Balance de Fases," Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Santa Clara, mayo de 2016.
- [53] I. P. Abril, "Fundamentación Técnica del Programa de Estimación de Cargas," Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Santa Clara, mayo de 2016.
- [54] Short, T. (2004). *Electric Power Distribution Handbook*. B. Raton. New York, pp.27.

Anexo II: Base de datos para el circuito 27

N1	N2	Fases	CFase	CNeutro	Long	Carga	Fases2	P1	Q1	P3	Q3	Grafico	Qc
No1	SB1063	ABC	A150	CN6	260	2T	BA	11,41	5,34	26,69	12,54	Residencial nuevo	0
SB1063	SB046	ABC	A150	CN6	70	1T	A	30,81	14,48	0	0	Residencial nuevo	0
SB046	C.INFAN	ABC	A150	CN6	40	2T	AC	56,84	26,71	9,45	4,44	Mixto_nuevo	0
C.INFAN	SB3271	ABC	A150	CN6	90	1T	B	12,97	6,08	0	0	Residencial nuevo	0
SB3271	No2	ABC	A150	CN6	40			0	0	0	0		0
No2	SB1067	ABC	A150	CN6	30	1T	B	25,93	12,16	0	0	Residencial nuevo	0
SB1067	SB1069	ABC	A150	CN6	150	1T	B	25,93	12,16	0	0	Residencial nuevo	0
SB1069	No3	ABC	A150	CN6	20			0	0	0	0		0
No3	No4	ABC	A150	CN6	200			0	0	0	0		0
No4	SB1071	ABC	A150	CN6	50	1T	A	23,11	10,86	0	0	Residencial nuevo	0
SB1071	SC0002	ABC	A150	CN6	230			0	0	0	0		0
SC0002	SB4013	ABC	A150	CN6	40	1T	C	18,18	8,55	0	0	Residencial nuevo	0
SB4013	No7	ABC	A150	CN6	20			0	0	0	0		0
No7	SB1076	ABC	A150	CN6	60	1T	C	18,18	8,55	0	0	Residencial nuevo	0
SB1076	No8	ABC	A150	CN6	50			0	0	0	0		0
No8	C.ESTOM	ABC	A150	CN6	50	3T	ABC	14,34	6,75	40,66	19,07	Servicio3	0
C.ESTOM	No13	ABC	A150	CN6	120			0	0	0	0		0
No13	SB0060	ABC	A70	CN6	30	1T	A	15,41	7,24	0	0	Servicio	0
SB0060	SERVI	ABC	A70	CN6	30	2T	CA	9,58	4,51	16,01	7,52	Servicio3	0
SERVI	No14	ABC	A70	CN6	20			0	0	0	0		0
No14	SB3280	ABC	A70	CN6	80	1T	C	18,18	8,55	0	0	Residencial nuevo	0
SB3280	LABORAT	ABC	A70	CN6	40	2T	BA	10,88	5,1	16,01	7,52	Mixto_nuevo	0
LABORAT	SB0050	ABC	A70	CN6	90	2T	CB	11,02	5,19	13,48	6,32	Residencial nuevo	0
SB0050	SB2005	C	A70	CN6	120	1T	C	18,18	8,55	0	0	Residencial nuevo	0
No14	No15	ABC	A70	CN6	160			0	0	0	0		0
No15	SB0053	ABC	A70	CN6	60	1T	A	30,81	14,48	0	0	Residencial nuevo	0
SB0053	No16	ABC	A70	CN6	40			0	0	0	0		0
No16	SB2407	ABC	A70	CN6	40	1T	B	25,93	12,16	0	0	Residencial nuevo	0
SB2407	No17	ABC	A70	CN6	130			0	0	0	0		0
No17	TALLER	ABC	A70	CN6	50	2T	BC	21,06	9,88	9,45	4,44	Industrial_1	0
TALLER	POLICLI	ABC	A70	CN6	70	2T	CA	22,2	10,44	26,69	12,54	Servicio3	0
POLICLI	POLICL	ABC	A70	CN6	20	3T	ABC	19,11	9,01	54,21	25,43	Servicio3	0
POLICL	SB2150	ABC	A70	CN6	25	1T	B	25,93	12,16	0	0	Residencial nuevo	0
POLICLI	TA.FFCC	ABC	A70	CN6	300	3T	ABC	19,11	9,01	54,21	25,43	Industrial_1	0
No17	SB0058	CA	A70	CN6	250	2T	AC	18,24	8,57	23,62	11,11	Residencial nuevo	0

ANEXOS

No17	SB1971	B	A70	CN6	10	1T	B	25,93	12,16	0	0	Residencial nuevo	0
No16	SB4017	C	A70	CN6	40	1T	C	13,64	6,41	0	0	Residencial nuevo	0
No15	SB0052	B	A70	CN6	50	1T	B	19,45	9,12	0	0	Residencial nuevo	0
SB0052	EPL.VC	B	A70	CN6	100	1T	B	19,45	9,12	0	0	Industrial_1	0
No15	SB2417	B	A70	CN6	100	1T	B	19,45	9,12	0	0	Residencial nuevo	0
No13	SB0098	A	A35	CN6	70	1T	A	23,11	10,86	0	0	Residencial nuevo	0
No8	SB1077	B	A70	CN6	150	1T	B	25,93	12,16	0	0	Residencial nuevo	0
SB1077	SB1736	B	A70	CN6	90	1T	B	12,97	6,08	0	0	Residencial nuevo	0
No7	SB1933	BC	A35	CN6	100	1T	B	25,93	12,16	0	0	Residencial nuevo	0
SB1933	No9	BC	A35	CN6	60			0	0	0	0		0
No9	SB1072	BC	A35	CN6	70	2T	BC	21,06	9,88	9,45	4,44	Mixto_nuevo	0
SB1072	No10	B	A35	CN6	100			0	0	0	0		0
No10	SB4014	B	A35	CN6	50	1T	B	25,93	12,16	0	0	Residencial nuevo	0
No10	SB4015	B	A35	CN6	50	1T	B	25,93	12,16	0	0	Residencial nuevo	0
No10	SB2993	B	A35	CN6	50	1T	B	19,45	9,12	0	0	Residencial nuevo	0
SB2993	No12	B	A35	CN6	40			0	0	0	0		0
No12	SB1581	B	A35	CN6	60	1T	B	25,93	12,16	0	0	Residencial nuevo	0
No12	SB1075	B	A35	CN6	50	1T	B	19,45	9,12	0	0	Residencial nuevo	0
SB1075	SB2994	B	A35	CN6	100	1T	B	19,45	9,12	0	0	Residencial nuevo	0
No9	SB1932	C	A70	CN6	50	1T	C	18,18	8,55	0	0	Residencial nuevo	0
SB1932	No11	C	A70	CN6	70			0	0	0	0		0
No11	SB1938	C	A70	CN6	50	1T	C	13,64	6,41	0	0	Residencial nuevo	0
SB1938	SB2728	C	A70	CN6	50	1T	C	18,18	8,55	0	0	Residencial nuevo	0
SB1938	SB3278	C	A70	CN6	50	1T	C	18,18	8,55	0	0	Residencial nuevo	0
No11	SB1073	C	A70	CN6	50	1T	C	18,18	8,55	0	0	Residencial nuevo	0
SB1073	SB3276	C	A70	CN6	150	1T	C	13,64	6,41	0	0	Residencial nuevo	0
SB3276	SB3277	C	A70	CN6	100	1T	C	13,64	6,41	0	0	Residencial nuevo	0
No7	SB4016	A	A70	CN6	100	1T	A	30,81	14,48	0	0	Residencial nuevo	0
No4	SB2413	ABC	A150	CN6	40	1T	C	13,64	6,41	0	0	Residencial nuevo	0
SB2413	No6	ABC	A150	CN6	40			0	0	0	0		0
No6	PANADER	ABC	A150	CN6	10	3T	ABC	19,11	9,01	54,21	25,43	Mixto_nuevo	0
PANADER	SB2412	C	A150	CN6	150	1T	C	13,64	6,41	0	0	Residencial nuevo	0
PANADER	SB3275	C	A150	CN6	150	1T	C	13,64	6,41	0	0	Residencial nuevo	0
No6	SB1070	BC	A150	CN6	160	2T	CB	5,75	2,72	22,46	10,54	Residencial nuevo	0
No3	No5	AB	A70	CN6	80			0	0	0	0		0
No5	SB4012	AB	A70	CN6	160	1T	A	30,81	14,48	0	0	Residencial nuevo	0
SB4012	T.FFCC	AB	A70	CN6	70	2T	AB	28,34	13,33	33,69	15,8	Industrial_1	0
No5	SB2042	AB	A70	CN6	120	1T	A	23,11	10,86	0	0	Residencial nuevo	0
SB1067	SB1068	A	A35	CN6	160	1T	A	9,24	4,34	0	0	Residencial nuevo	0
No2	SB1695	ABC	A70	CN6	120	1T	B	12,97	6,08	0	0	Residencial nuevo	0
SB1695	SB3272	ABC	A70	CN6	50	1T	A	30,81	14,48	0	0	Residencial nuevo	0

ANEXOS

SB3272	SB1393	ABC	A70	CN6	50	1T	A	23,11	10,86	0	0	Residencial nuevo	0
SB1393	SB4011	C	A70	CN6	100	1T	C	9,09	4,27	0	0	Residencial nuevo	0
SB4011	SB2010	C	A70	CN6	60	1T	C	13,64	6,41	0	0	Residencial nuevo	0
SB2010	SB1694	C	A70	CN6	80	1T	C	13,64	6,41	0	0	Residencial nuevo	0
SB1393	S.EVENT	ABC	A70	CN6	30	TT		0	0	49,81	23,4	Residencial nuevo	0
SB3272	SB1609	ABC	A70	CN6	40	1T	A	9,24	4,34	0	0	Residencial nuevo	0
SB1609	SB1065	ABC	A70	CN6	20	1T	B	19,45	9,12	0	0	Residencial nuevo	0
SB1065	SB3273	CA	A70	CN6	120	1T	C	18,18	8,55	0	0	Residencial nuevo	0
SB3273	GASTRON	CA	A70	CN6	140	2T	AC	27,61	12,98	6,3	2,96	Mixto_nuevo	0
GASTRON	SB3274	CA	A70	CN6	40	1T	A	23,11	10,86	0	0	Residencial nuevo	0

Anexo III: Base de datos para el circuito 162

N1	N2	Fases	CFase	CNeutro	Long	Carga	Fases2	P1	Q1	P3	Q3	Grafico	Qc
No0	SB1135	ABC	A150	CN6	290	2T	CA	2,35	0,58	20,58	5,04	Industrial_1	0
SB1135	SB1138	ABC	A150	CN6	90	1T	B	24,79	6,07	0	0	Residencial-2	0
SB1138	No3	ABC	A150	CN6	80			0	0	0	0		0
No3	SB1966	ABC	A150	CN6	100	1T	C	13,97	3,42	0	0	Residencial nuevo	0
SB1966	SB1967	ABC	A150	CN6	77	1T	A	17,82	4,36	0	0	Residencial nuevo	0
SB1967	SB1968	ABC	A150	CN6	100	1T	B	24,79	6,07	0	0	Residencial nuevo	0
SB1968	No1	ABC	A150	CN6	150	2T	AC	14,11	3,45	18,15	4,44	Mixto_nuevo	0
No1	A.TRASV	ABC	A150	CN6	65	YY		0	0	62,14	15,2	Servicio-2	0
A.TRASV	No11	ABC	A150	CN6	70			0	0	0	0		0
No11	SB1146	ABC	A70	CN6	100	1T	A	11,88	2,91	0	0	Residencial nuevo	0
SB1146	No12A	ABC	CN4/0	CN6	30			0	0	0	0		0
No12A	SB0616	CA	A70	CN6	35	1T	C	6,99	1,71	0	0	Residencial nuevo	0
SB0616	No18A	CA	A70	CN6	50			0	0	0	0		0
No18A	No18B	CA	A70	CN6	50			0	0	0	0		0
No18B	No20	CA	A70	CN6	50			0	0	0	0		0
No20	SB0615	CA	A70	CN6	50	1T	C	20,96	5,13	0	0	Residencial nuevo	0
SB0615	C.INFAN	CA	A70	CN6	50	2T	CA	0	0	18,15	4,44	Mixto_nuevo	0
No20	SB1884	A	A70	CN6	100	1T	A	11,88	2,91	0	0	Residencial nuevo	0
No18B	SB0614	CA	A70	CN6	50	2T	AC	29,43	7,2	12,1	2,96	Mixto_nuevo	0
SB0614	No4	CA	A70	CN6	50			0	0	0	0		0
No4	No7	CA	A70	CN6	50	2T	CA	7,33	1,79	12,35	3,02	Residencial nuevo	0
No4	No8	CA	A70	CN6	50	1T	C	13,97	3,42	0	0	Residencial nuevo	0
No18A	SB2489	A	A70	CN6	75	1T	A	17,82	4,36	0	0	Residencial nuevo	0
No12A	No12B	ABC	A70	CN6	25			0	0	0	0		0
No12B	SB0613	ABC	A70	CN6	25	2T	CA	2,35	0,58	20,58	5,04	Mixto_nuevo	0
SB0613	SB0612	ABC	A70	CN6	150	2T	BA	18,36	4,49	12,35	3,02	Mixto_nuevo	0
SB0612	SB0611	ABC	A70	CN6	117	2T	AC	43,86	10,73	7,26	1,78	Mixto_nuevo	0

ANEXOS

SB0611	SB0610	ABC	A70	CN6	75	2T	BA	12,08	2,95	12,35	3,02	Residencial nuevo	0
SB0610	No29	ABC	A70	CN6	45			0	0	0	0		0
No29	No31	ABC	A70	CN6	250			0	0	0	0		0
No31	C.ELABO	ABC	A70	CN6	100	2T	AC	10,62	2,6	24,2	5,92	Facultad_UCLV	0
No31	SB2159	ABC	A70	CN6	100	1T	B	12,4	3,03	0	0	Residencial nuevo	0
SB2159	M.PAPA	ABC	A150	CN6	100	1T	C	2,6	0,63	0	0	Alumbrado	0
M.PAPA	No2	ABC	A150	CN6	150			0	0	0	0		0
No2	SB0593	ABC	A150	CN6	150	2T	BC	21,08	5,16	7,26	1,78	Mixta_R1	0
SB0593	SB0594	CA	A150	CN6	250	1T	A	23,77	5,82	0	0	Residencial nuevo	0
SB0594	No12	CA	A70	CN6	150			0	0	0	0		0
No12	SB0854	CA	A70	CN6	50	1T	C	6,99	1,71	0	0	Residencial nuevo	0
SB0854	PANADER	CA	A70	CN6	50	2T	CA	3,68	0,9	12,35	3,02	Mixto_nuevo	0
PANADER	SB0596	CA	A70	CN6	50	2T	AC	20,04	4,91	7,26	1,78	Residencial nuevo	0
SB0596	SB3756	CA	A70	CN6	50	1T	A	23,77	5,82	0	0	Residencial nuevo	0
SB3756	No15	CA	A70	CN6	50			0	0	0	0		0
No15	J.CLUB	CA	A70	CN6	50	1T	A	11,88	2,91	0	0	Servicio-1	0
J.CLUB	AVION	CA	A70	CN6	75	2T	AC	11,43	2,8	12,1	2,96	Servicio-1	0
No15	No17	CA	A70	CN6	150			0	0	0	0		0
No17	SB2313	CA	A70	CN6	100	1T	A	23,77	5,82	0	0	Residencial nuevo	0
No17	26deJUL	CA	A70	CN6	50	2T	CA	0	0	24,2	5,92	Mixta_R1	0
No17	SB3893	CA	A70	CN6	150	1T	A	11,88	2,91	0	0	Residencial nuevo	0
SB3893	SB3894	CA	A70	CN6	250	1T	C	13,97	3,42	0	0	Residencial nuevo	0
SB3894	SB2317	CA	A70	CN6	130	1T	A	23,77	5,82	0	0	Residencial nuevo	0
SB2317	SB1261	CA	A70	CN6	150	1T	C	13,97	3,42	0	0	Residencial nuevo	0
SB1261	SB2318	CA	A70	CN6	100	1T	A	23,77	5,82	0	0	Residencial nuevo	0
PANADER	SB2760	C	A70	CN6	20	1T	C	13,97	3,42	0	0	Residencial nuevo	0
No12	SB3892	CA	A70	CN6	50	2T	AC	20,04	4,91	7,26	1,78	Residencial nuevo	0
No2	No14	AB	A150	CN6	30			0	0	0	0		0
No14	SB0607	AB	A150	CN6	40	1T	A	23,77	5,82	0	0	Residencial nuevo	0
SB0607	SB2106	AB	A150	CN6	200	2T	AB	5,77	1,41	32,21	7,88	Residencial nuevo	0
No14	SB0627	B	A70	CN6	70	1T	B	18,6	4,55	0	0	Residencial nuevo	0
SB0627	SB1867	B	A70	CN6	200	1T	B	24,79	6,07	0	0	Residencial nuevo	0
SB2159	SB1550	ABC	A70	CN6	40	1T	A	4,75	1,16	0	0	Residencial nuevo	0
SB1550	SB4134	ABC	A70	CN6	100	1T	B	18,6	4,55	0	0	Residencial nuevo	0
SB4134	SB0603	ABC	A70	CN6	20	1T	B	18,6	4,55	0	0	Residencial nuevo	0
SB0603	12PLANT	ABC	A70	CN6	100	2T	CA	7,33	1,79	12,35	3,02	Mixto_nuevo	0
12PLANT	No6	ABC	A70	CN6	50			0	0	0	0		0
No6	12PLAN	ABC	A70	CN6	50	3T	ABC	7,15	1,75	39,17	9,58	Residencial nuevo	0
No6	SB0600	ABC	A70	CN6	100	2T	AC	10,62	2,6	24,2	5,92	Mixta	0
SB0600	SB0602	ABC	A70	CN6	130	3T	ABC	9,54	2,34	52,22	12,78	Industrial_1	0
SB0600	SB0601	ABC	A150	CN6	100	2T	BC	15,16	3,71	18,15	4,44	Mixto_nuevo	0

ANEXOS

SB0601	SB0606	ABC	A150	CN6	200	1T	C	13,97	3,42	0	0	Residencial nuevo	0
SB0606	SB3757	ABC	A150	CN6	100	2T	CA	0	0	24,2	5,92	Mixto_nuevo	0
No6	SB0597	ABC	A70	CN6	50	2T	AC	43,86	10,73	7,26	1,78	Mixto_nuevo	0
SB0597	No9	ABC	A70	CN6	100			0	0	0	0		0
No9	No10	ABC	A150	CN6	100			0	0	0	0		0
No10	SANDINO	CA	A150	CN6	50	2T	AC	7,96	1,95	18,15	4,44	Mixta_R1	0
No10	No13	ABC	A150	CN6	25			0	0	0	0		0
No13	SANDIN	ABC	A150	CN6	75	3T	ABC	7,15	1,75	39,17	9,58	Mixta_R1	0
No13	RF	ABC	A150	CN6	25	3T	ABC	4,77	1,17	26,11	6,39	Mixta_R1	0
RF	CF	ABC	A150	CN6	150	3T	ABC	4,77	1,17	26,11	6,39	Mixta_R1	0
CF	SANDI	ABC	A150	CN6	50	2T	BA	7,33	1,79	20,58	5,04	Mixta_R1	0
SANDI	LF	ABC	A150	CN6	50	3T	ABC	7,15	1,75	39,17	9,58	Mixta_R1	0
LF	SB0584	CA	A150	CN6	100	2T	AC	10,62	2,6	24,2	5,92	Mixta_R1	0
No9	FAJARDO	CA	A70	CN6	250	2T	AC	10,62	2,6	24,2	5,92	Mixto_nuevo	0
No9	SB2325	C	A70	CN6	50	1T	C	13,97	3,42	0	0	Residencial nuevo	0
SB2325	SB3891	C	A70	CN6	100	1T	C	10,48	2,56	0	0	Residencial nuevo	0
SB1550	SB0604	B	A70	CN6	70	1T	B	12,4	3,03	0	0	Residencial nuevo	0
SB2159	SB0605	B	A150	CN6	50	1T	B	24,79	6,07	0	0	Residencial nuevo	0
SB0605	SB2160	B	A150	CN6	75	1T	B	24,79	6,07	0	0	Residencial nuevo	0
SB2160	PORCINO	B	A150	CN6	150	1T	B	24,79	6,07	0	0	Mixto_nuevo	0
No11	SB1317	A	A70	CN6	90	1T	A	17,82	4,36	0	0	Residencial nuevo	0
SB1317	SB1994	A	A70	CN6	35	1T	A	17,82	4,36	0	0	TRD	0
No11	SB1147	CA	A70	CN6	110	2T	CA	0	0	12,1	2,96	Mixto_nuevo	0
SB1147	SB2054	CA	A70	CN6	70	2T	AC	29,43	7,2	12,1	2,96	Residencial nuevo	0
No3	SB1139	CA	A50	CN6	40	2T	AC	14,07	3,44	7,26	1,78	Residencial nuevo	0
SB1139	No5	A	A50	CN6	61	1T	A	47,53	11,63	0	0	Residencial nuevo	0