



UNIVERSIDAD CENTRAL "MARTA ABREU" DE LAS VILLAS
VERITATE SOLA NOBIS IMPONETUR VIRILISTOGA. 1948

Facultad de Ingeniería Eléctrica
Departamento de Electroenergética

Trabajo de Diploma

*Título: Balanceo multiobjetivo de los circuitos de distribución
primaria 1, 32, 169 y 170 de Santa Clara*

Autor: Reinier Herrera Casanova

Tutor: Dr. C. Ignacio Pérez Abril

Santa Clara

2016

Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética



TRABAJO DE DIPLOMA

**Balanceo multiobjetivo de los circuitos de distribución
primaria 1, 32, 169 y 170 de Santa Clara**

Autor: Reinier Herrera Casanova

Email: rhcasanova@uclv.cu

Tutor: Dr. C. Ignacio Pérez Abril

Profesor Titular, Centro de Estudios Electroenergéticos
Facultad de Ingeniería Eléctrica

Email: iperez@uclv.edu.cu

Santa Clara

2016



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

Firma del Autor

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

Firma del Tutor

Firma del Jefe de Departamento
donde se defiende el trabajo

Firma del Responsable de
Información Científico-Técnica

PENSAMIENTO

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

Albert Einstein.

DEDICATORIA

A mis padres, abuelos y demás familiares.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por darme fuerzas y sabiduría para poder realizar mis sueños.

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

A mis abuelos Aida y Ricardo y a todas mis tías, por todo el cariño y las enseñanzas que me han dado en la vida.

A mi tutor el Dr. C. Ignacio Pérez, por todo el apoyo que me ha brindado en la realización de este trabajo.

A la Dra. Maira Pérez y a sus padres, por toda su preocupación hacia mí, por toda su ayuda y por todo el cariño con el que siempre me han tratado.

A mis buenos amigos Carlos Manuel, Dairon, Armando, Julio Cesar, Eduardo Julio y Yosbel, por haberme brindado su ayuda y su más sincera amistad durante estos 5 años de estudio.

A mis compañeros de estudio por todos los buenos momentos que compartimos juntos durante los cinco años.

A todos los profesores de la Facultad de Ingeniería Eléctrica que contribuyeron a mi formación profesional y me mostraron la distinción y utilidad de mi profesión.

A todas las personas de la Empresa Eléctrica que me brindaron su ayuda en los momentos difíciles.

TAREA TÉCNICA

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

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

Firma del Autor

Firma del Tutor

RESUMEN

Los circuitos de distribución primaria se encuentran entre las redes trifásicas más desbalanceadas, esto se debe fundamentalmente a la distribución de cargas monofásicas no equilibradas a lo largo de la red y al uso de ramales de una o dos fases y neutro. 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 cuatro circuitos de distribución primaria de la ciudad de Santa Clara y los resultados obtenidos se aplican en tres de ellos, lo que permite comprobar la efectividad del método empleado.

TABLA DE CONTENIDOS

PENSAMIENTO	i
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS.....	iii
TAREA TÉCNICA	iv
RESUMEN	v
INTRODUCCIÓN	1
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	3
1.1.2 Características de los circuitos radiales.....	4
1.1.3 Características de los circuitos lazo.....	5
1.1.4 Características de los circuitos en malla	6
1.2 Características de las redes de distribución primaria en Cuba	6
1.3 Definiciones de desbalance.....	7
1.3.1 Definición de la NEMA.....	7
1.3.2 Definición de la IEEE	8
1.3.3 Definición de la IEC.....	8
1.4 Causas del desbalance.....	9
1.5 Desbalance y sus efectos.....	9
1.5.1 Efectos del desbalance en las máquinas eléctricas.....	9
1.5.2 Efectos del desbalance en los convertidores y accionamientos de la electrónica de potencia.....	10
1.5.3 Efectos del desbalance en líneas y transformadores.....	11
1.6 Valores permisibles de desbalance	11
1.7 Situación actual del desbalance en Santa Clara	12
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	23
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	24
2.4.1 Ajuste de las cargas	25
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 1	31
3.3 Análisis del Circuito 32	37
3.4 Análisis del Circuito 169	42
3.5 Análisis del Circuito 170	47
CONCLUSIONES	53
RECOMENDACIONES	54
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	55
ANEXOS	60
Anexo I: Planos actualizados de los circuitos	60
Anexo II: Base de datos para el circuito 1	64
Anexo III: Base de datos para el circuito 32	66
Anexo IV: Base de datos para el circuito 169.....	68
Anexo V: Base de datos para el circuito 170.....	74

INTRODUCCIÓN

Las redes de distribución primaria poseen dentro del Sistema Electroenergético Nacional una elevada importancia, pues se encargan de entregar a los usuarios la energía eléctrica con la calidad y continuidad requeridas. Para lograr un adecuado funcionamiento de estas redes, se deben tener en cuenta algunas cuestiones fundamentales, como son: el estado en que se encuentran los conductores y demás elementos asociados a ellos, el grado de cargabilidad de los transformadores y el nivel de desbalance que puede existir debido a la presencia de cargas desequilibradas a lo largo del circuito, y que puede provocar alteraciones en la operación de las mismas.

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. Por otra parte, 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 ya existentes, lo que muchas veces se hace sin atender a consideraciones de balance en el circuito. La existencia de cargas desbalanceadas provoca un desequilibrio entre las corrientes de fase, esto a su vez conlleva a un incremento de las pérdidas de potencia y energía en toda la longitud del circuito, al mismo tiempo que empobrece la calidad de la energía servida, al contribuir al desbalance de los voltajes en los distintos nodos de la red. Además, el desbalance puede provocar que en condiciones normales de operación circule una elevada corriente por el conductor neutro, lo que puede ocasionar la operación incorrecta de los dispositivos de protección [5].

En el Sistema Electroenergético Nacional los circuitos de distribución primaria ocupan el primer lugar en cuanto a nivel de desbalance, lo cual fue comprobado en cuatro circuitos de distribución primaria del municipio Santa Clara (circuitos 1, 32, 169 y 170), con ayuda de las mediciones realizadas por los interruptores principales de cada uno de ellos.

En años anteriores se han realizado trabajos investigativos por parte de profesores y estudiantes sobre este tema, entre ellos varios trabajos de diploma. Sin embargo, aún no se ha logrado una adecuada aplicación en la práctica de los resultados obtenidos en estos trabajos.

INTRODUCCIÓN

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:

- ✓ Desarrollar una aplicación que sirva de prueba práctica de la efectividad del método de balanceo en los circuitos de distribución primaria.

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

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

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

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

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

Finalmente, se presentan las conclusiones de la investigación desarrollada y las recomendaciones para trabajos futuros.

CAPÍTULO I: DESBALANCE EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

Los sistemas electroenergéticos se componen generalmente de cuatro subsistemas o partes fundamentales: generación, transmisión, subtransmisión y distribución, que a su vez se divide en distribución primaria y distribución secundaria. De 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.

1.1 Características fundamentales de las redes de distribución primaria

Las redes de distribución primaria ocupan un lugar importante en el sistema electroenergético, siendo su función tomar la energía eléctrica de la fuente y distribuirla o entregarla a los consumidores. La efectividad con que las redes de distribución realizan esta función se mide en términos de regulación de voltaje, continuidad del servicio, flexibilidad, eficiencia y costo. El costo de las redes de distribución representa aproximadamente el 50% del costo del sistema eléctrico en su conjunto. Estas redes deben ser capaces de brindar servicio con un mínimo de variaciones de voltaje y un mínimo de interrupciones, y en caso de que ocurran interrupciones del servicio, estas deben ser de corta duración y afectar al menor número posible de consumidores [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
- ✓ múltiples conexiones (monofásicas, bifásicas, etc.)
- ✓ cargas de distinta naturaleza
- ✓ alta razón R/X (líneas de resistencias comparables a las reactancias)
- ✓ líneas sin transposiciones [2].

1.1.1 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 su ubicación o tipo de construcción: aéreas, soterradas o mixtas.

- ✓ Por el servicio que prestan: residenciales, industriales, comerciales, alumbrado o mixtas.
- ✓ Por la densidad de carga o tipo de área servida: rurales, urbanas o mixtas.
- ✓ Por su configuración: radiales, lazo o en malla [1].

1.1.2 Características de los circuitos radiales

La configuración más habitual para un circuito de distribución primaria es la radial. Un circuito primario radial (red radial) es aquel que partiendo de un punto de alimentación (planta, subestación, etc.), recorre una determinada región, cubriendo la demanda eléctrica de esta. La red radial está constituida por la línea propiamente dicha, los ramales y subramales. En distribución, a la línea o circuito principal se le llama tronco y a las líneas que se derivan de este se le llaman ramales. Su característica eléctrica fundamental es la presencia de un solo punto de alimentación y la ausencia de caminos cerrados. En ocasiones, cuando el circuito radial sirve a una zona densamente poblada, con varios alimentadores vecinos que parten de la misma subestación u otra cercana, es posible prever ramales de interconexión para en caso de avería transferir carga de un circuito a otro. El cálculo eléctrico de estos circuitos es sencillo; sus inversiones capitales son menores que en otras redes; pero presentan mayores pérdidas de potencia y caídas de voltajes; así como menor fiabilidad en comparación con los circuitos en lazo [1].

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

- ✓ Alimentador único.
- ✓ Lazo abierto.

Alimentador único: En esta configuración, tal como su nombre lo indica, toda la energía requerida por los circuitos laterales y secundarios es suministrada por un único alimentador que parte desde la subestación. Si por alguna razón, dicho alimentador 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.

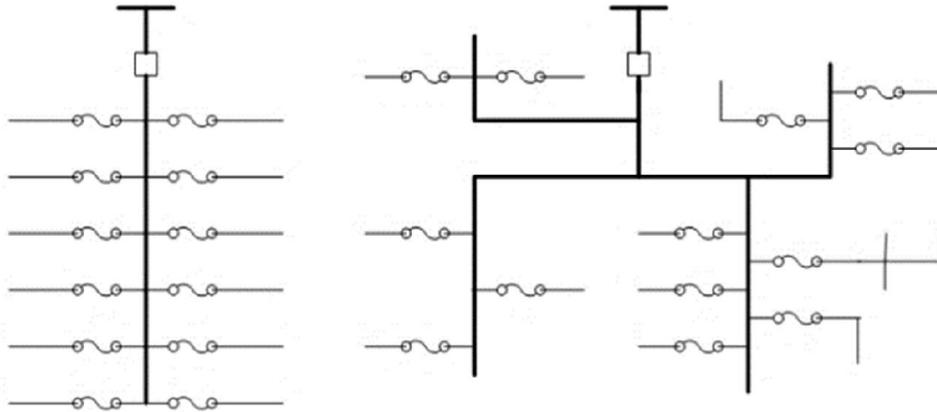


Figura 1.1: Configuración alimentador único (simple y ramificado).

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.

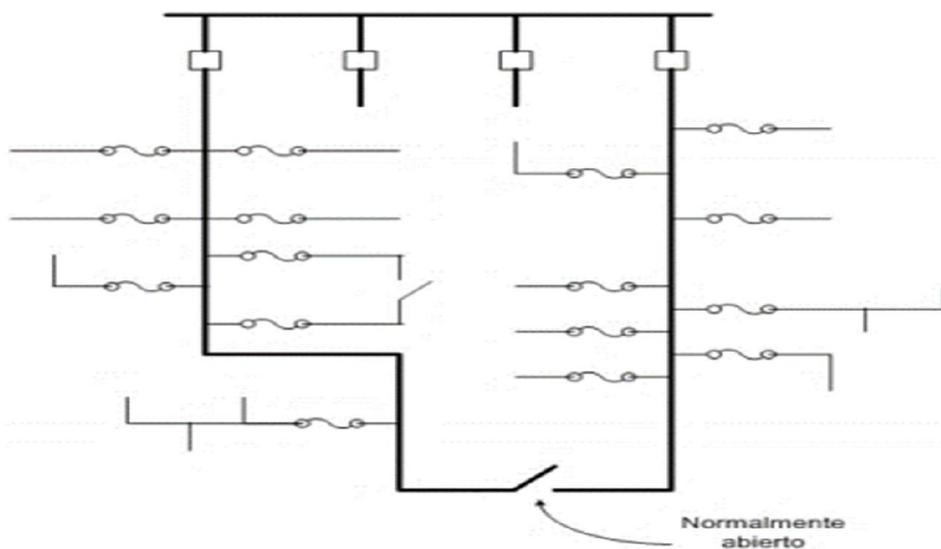


Figura 1.2: Configuración lazo abierto.

1.1.3 Características de los circuitos lazo

Los circuitos en lazo tienen la característica de que se cierran sobre sí mismos, poseen sólo un punto de alimentación, pero establecen 2 caminos para la alimentación de las cargas, lo que permite que tengan menores caídas de voltaje y pérdidas de potencia que las redes

radiales, 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. Las principales desventajas de las redes en lazo con respecto a las radiales radican en sus mayores inversiones iniciales y en la mayor complejidad de su sistema de protecciones [1].

1.1.4 Características de los circuitos en malla

El uso de los circuitos en malla se limita a zonas densamente pobladas, donde los consumidores requieren un alto grado de fiabilidad en el suministro de energía eléctrica. En estos circuitos, como lo indica su nombre, se forma una malla o red altamente interconectada. Su mayor aplicación se centra en la distribución y más particularmente en la distribución secundaria. La red o malla secundaria se forma interconectando todos los transformadores usados en la distribución de forma que prácticamente cada transformador contribuya a todas las cargas en alguna medida; en este caso los transformadores son trifásicos conectados en estrella sólidamente aterrada con voltajes de 120/208 V. Esta red ofrece una alta confiabilidad en el servicio, otra de sus ventajas es su excelente regulación de voltaje, muy superior a la de los demás circuitos antes analizados [4].

1.2 Características de las redes de distribución primaria en Cuba

El sistema electroenergético cubano se compone de varios elementos que se encargan de transportar la energía eléctrica desde los puntos de entrega de la red, hasta cada uno de los consumidores según sus requerimientos específicos. En este proceso las subestaciones de distribución juegan un papel importante, pues son las encargadas de transformar los voltajes de subtransmisión (34,5 kV) a los niveles de tensión utilizados en distribución primaria. Los circuitos de distribución primaria que parten de dichas subestaciones, se encargan de recibir esta energía y entregarla a los usuarios a los niveles de tensión establecidos, con una adecuada continuidad y calidad de suministro, según las necesidades específicas de cada cliente.

En Cuba, la distribución primaria se realiza mediante circuitos radiales trifásicos a cuatro hilos (tres fases y neutro), a voltajes de 13,8 kV (preferido) o 4,16 kV en los circuitos más antiguos. Estos circuitos pueden contener ramales de dos fases y neutro (bifásicos) o de una fase y neutro (monofásicos). La distribución secundaria emplea en lo fundamental un sistema delta con voltajes 240/120 V para cargas monofásicas y 240 V para cargas trifásicas [5].

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].

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

$$desv\ m\acute{a}x\ V_{l\acute{i}n\ prom} = \text{M}\acute{a}x[|V_{ab} - V_{prom}|, |V_{bc} - V_{prom}|, |V_{ca} - V_{prom}|] \quad (1.2)$$

El voltaje de línea promedio se determina como:

$$V_{l\acute{i}nea\ promedio} = \frac{V_{ab} + V_{bc} + V_{ca}}{3} \quad (1.3)$$

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]. 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

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]. 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 1.3 [13] se puede apreciar el efecto que provoca el desbalance de tensión sobre las pérdidas adicionales que tienen lugar en los motores.

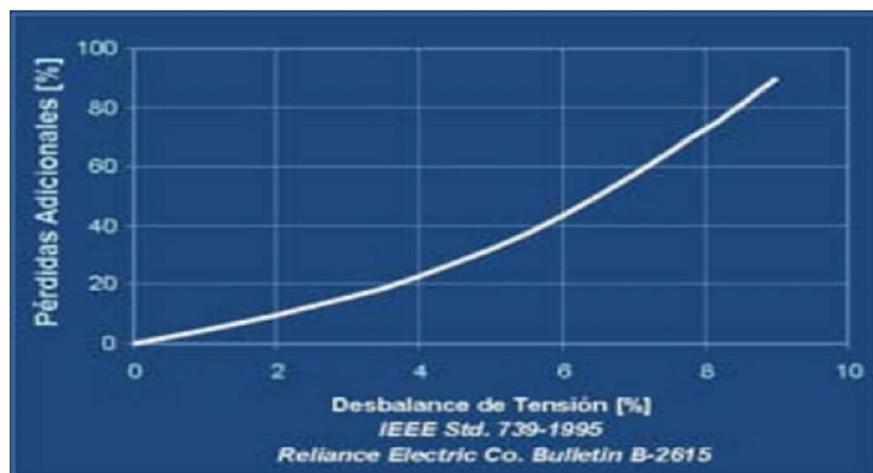


Figura 1.3: Efecto del desbalance de tensión sobre las pérdidas adicionales.

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 1.4 se observa un esquema típico que se utiliza en los accionamientos de velocidad variable (ASD).

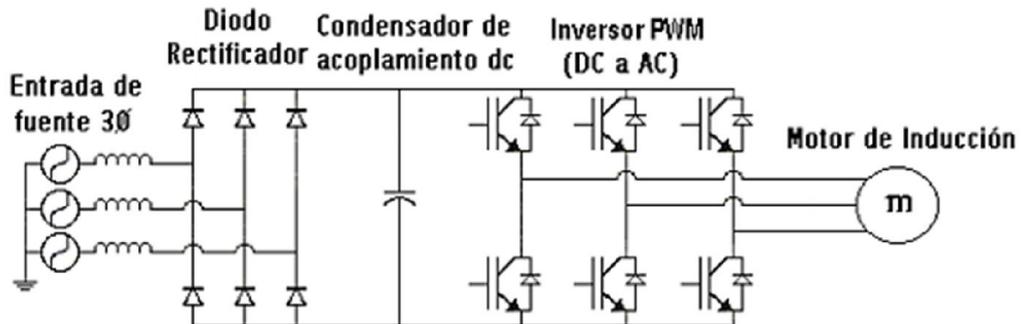


Figura 1.4: Esquema típico de accionamientos de velocidad variable(ASD).

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 cuatro circuitos de distribución primaria del municipio de Santa Clara (circuitos 1, 32, 169 y 170), 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 de los recerradores NULEC (para los circuitos 1 y 32) y de los relés GIE SF6 (para los circuitos 169 y 170), se puede determinar el desbalance definido por la NEMA (Desbalance NEMA o %NEMA) y el porcentaje de corriente por el conductor neutro (% I_n) 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[$|I_a - I_{\text{prom}}|$, $|I_b - I_{\text{prom}}|$, $|I_c - I_{\text{prom}}|$] es el valor máximo de la diferencia entre las corrientes de fase y la corriente promedio.

I_n - corriente por el conductor neutro.

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

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

Circuito	Estado	Ia (A)	Ib (A)	Ic (A)	In (A)	%NEMA	%In
1	Medio	222,3	223,9	185,7	55,3	11,8	26,3
	Máximo	346	306	264	89	13,5	29,2
32	Medio	44,3	39	35,9	8,5	11,5	7,2
	Máximo	70	58	55	18	14,8	29,5
169	Medio	163,7	123,7	161,2	39,8	17,3	26,6
	Máximo	331	242	320	90	18,7	30,2
170	Medio	108,8	90	108,5	21,3	12,1	20,8
	Máximo	213	184	221	37	10,7	18

En las figuras de la 1.5 a la 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 cuatro circuitos de distribución primaria analizados.

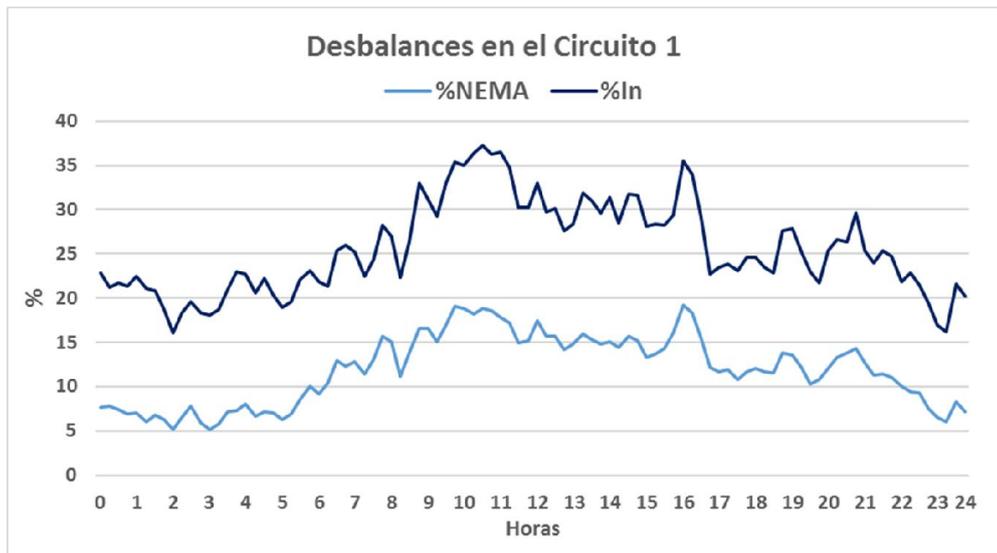


Figura 1.5: Comportamiento del %NEMA y %In en el circuito 1.

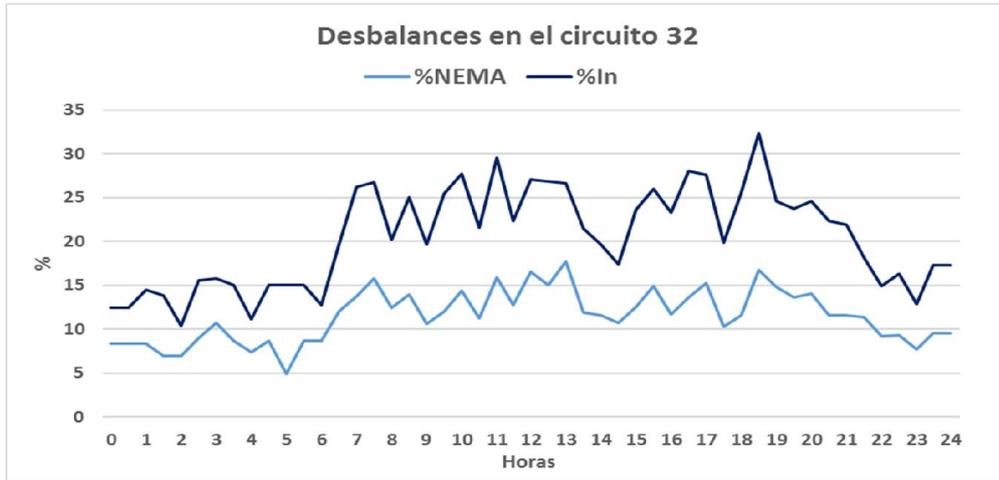


Figura 1.6: Comportamiento del %NEMA y %In en el circuito 32.

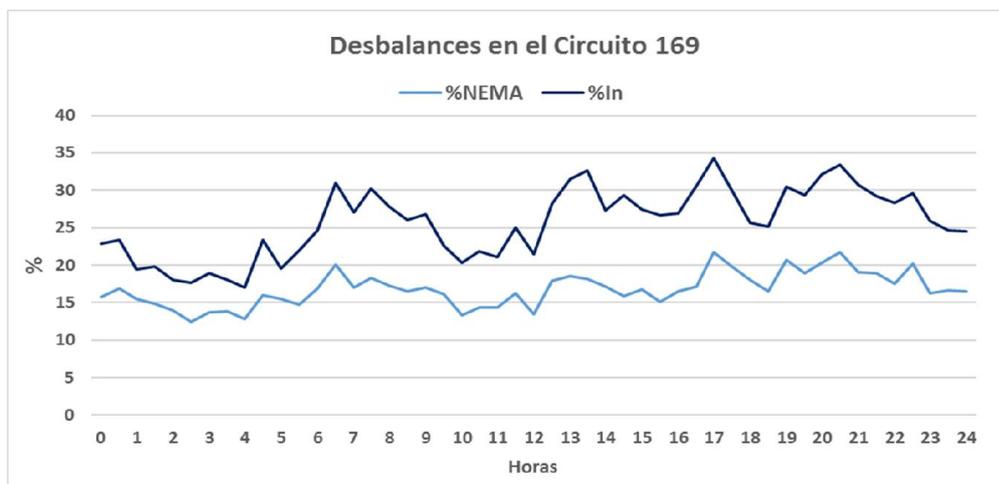


Figura 1.7: Comportamiento del %NEMA y %In en el circuito 169.

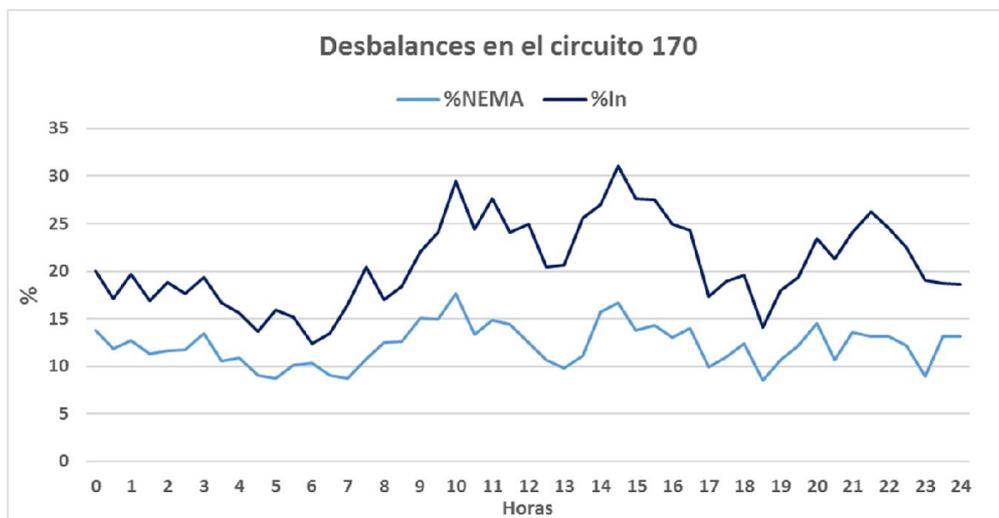


Figura 1.8: Comportamiento del %NEMA y %In en el circuito 170.

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

2.1 Introducción

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.

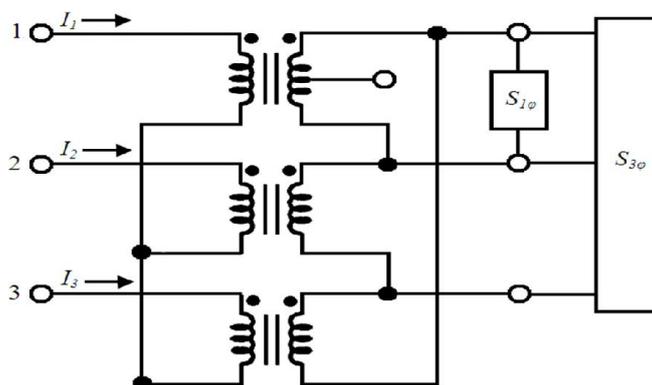


Figura 2.1: Banco de transformadores con conexión Y- Δ .

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:

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

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

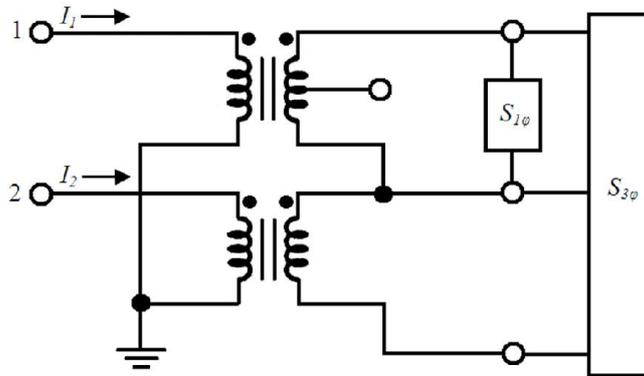


Figura 2.2: Banco de transformadores con conexión Y abierta - Δ abierta.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Finalmente, el tercer objetivo a minimizar es el número ($N_R(x)$) de elementos a reconectar. De esta forma, el problema de optimización se expresa por ($W+2$) funciones objetivo como sigue:

$$\min \begin{cases} f_1(x) = JN_{fun_1}(x) \\ \vdots \\ f_W(x) = JN_{fun_W}(x) \\ f_{W+1}(x) = \Delta E(x) \\ f_{W+2}(x) = N_R(x) \end{cases} \quad (2.12)$$

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:

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

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

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

2.4.1.4 Transformadores monofásicos

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

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

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

2.4.2 Algoritmo de ajuste de las cargas

Para realizar el ajuste de las cargas a las mediciones totales del circuito para un tiempo (t), que corrientemente puede ser el horario pico, es preciso considerar que no todas las cargas tienen igual comportamiento horario, por lo que pueden existir bancos de transformadores

que tienen una carga reducida en dicho tiempo. Para resolver este problema, se parte de considerar que el gráfico de carga que se estima represente cada carga del circuito. Si (Pg_t) es la potencia en por unidad del gráfico en el tiempo (t) , las potencias nominales de los transformadores del banco se afectarán por dicho coeficiente:

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

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

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

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

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

2.4.3 Algoritmo de estimación

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

Para intentar resolver este problema, el algoritmo de estimación realiza el ajuste de la carga a dos horas diferentes (t_1) y (t_2) que se corresponden con el horario pico nocturno y el horario

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

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

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

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

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

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

3.1 Introducción

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

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

3.2 Análisis del Circuito 1

El circuito 1 tiene su origen en la subestación (Cuadro) ubicada en la OBE municipal de Santa Clara, se alimenta a través de un transformador de 6300 kVA que presenta una

conexión (Δ -Y aterrada) con relación de voltajes de 34,5/4,33 kV. Las líneas que conforman el tronco del circuito ocupan una extensión de 3,9 km aproximadamente. El circuito cuenta con 34 transformadores monofásicos con conexión entre fase y neutro, 28 bancos de dos transformadores con conexión estrella abierta-delta abierta, 7 bancos de tres transformadores con conexión estrella-delta y 2 transformadores trifásicos, para un total de 71 bancos de transformadores conectados en el circuito, además posee 12 ramales bifásicos y 12 ramales monofásicos. La carga predominante en este circuito es la residencial, pero también existen cargas estatales de importancia, entre estas se encuentran: un taller de los ferrocarriles, una imprenta, el hotel América, el coppelia, la TRD Casa Caribe, la TRD Las Novedades, el hotel Modelo y varias panaderías.

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

Tabla 3.1 Potencias instaladas en el circuito 1.

Potencias instaladas	Fase A	Fase B	Fase C
Cantidad de transformadores por fase	36	36	41
Potencia instalada por fase (kVA)	1661	1756	1714
Potencia total instalada en el circuito (kVA)	5131,4		

En el inicio de este circuito se encuentra ubicado el interruptor NULEC (V-405), 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 22 y el 28 de febrero de 2016.

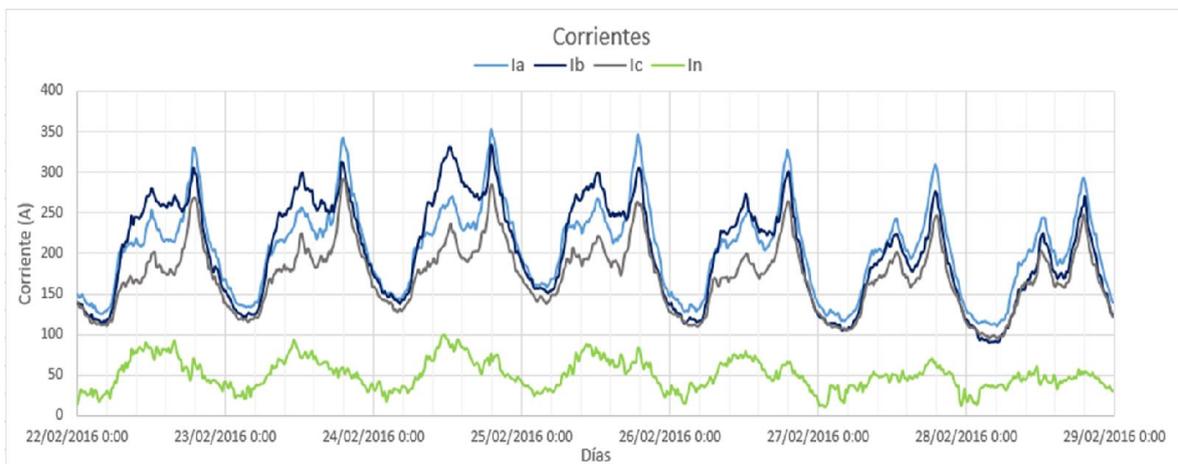


Figura 3.1: Comportamiento de las corrientes en el circuito 1.

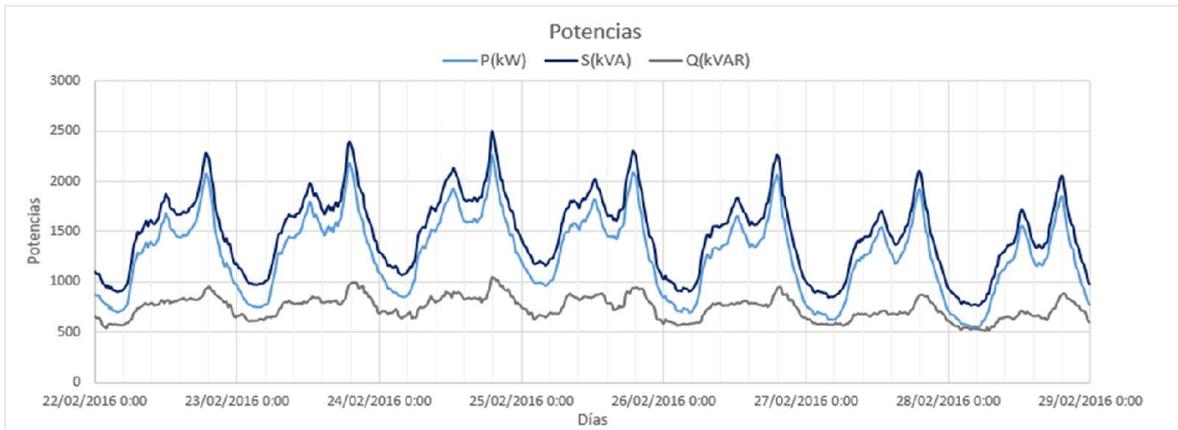


Figura 3.2: Comportamiento de las potencias en el circuito 1.

En las figuras anteriores se puede apreciar que el gráfico característico de este circuito es un gráfico mixto-residencial. Además, puede verse que de forma general durante las horas de la mañana y hasta el final de la tarde la fase más cargada es la (b) y la menos cargada es la (c), en horas del pico y la madrugada la fase más cargada es la (a) 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 el mediodía.

Con los datos obtenidos en el celaje realizado y los registros históricos descargados del interruptor principal del circuito, se procede a realizar la estimación de las cargas eléctricas suministradas por los distintos bancos de transformadores. Para esto se utiliza un programa de estimación elaborado en el software MATLAB, este programa trabaja con las mediciones aportadas por el interruptor principal para un día promedio (se analizó el comportamiento del circuito en el período de tiempo comprendido entre el 29 de enero y el 29 de febrero de 2016 y se escogió como día promedio el jueves 25 de febrero de 2016), con una base de datos confeccionada a partir del celaje realizado y con una base de datos que contiene los posibles gráficos de carga para cada uno de los bancos de transformadores en función de la carga servida.

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

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

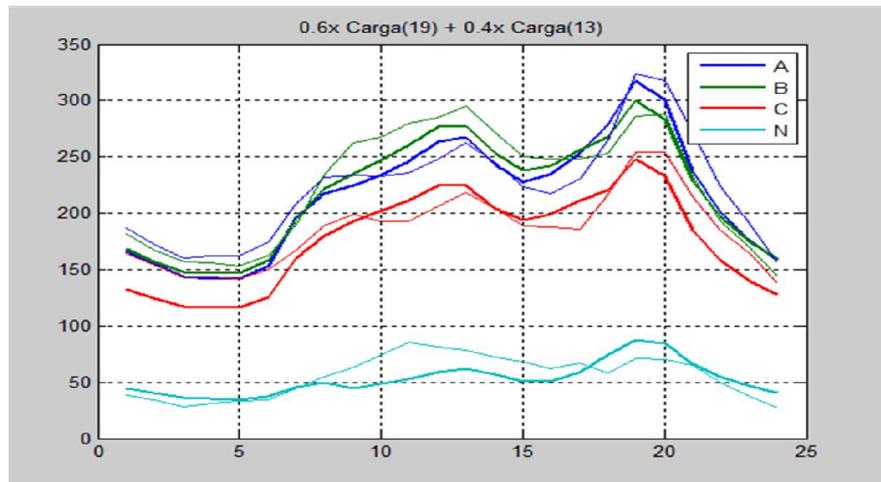


Figura 3.3: Estimación realizada para el circuito 1.

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 6 cambios como máximo.

Los resultados iniciales emitidos por el programa de balanceo para este circuito, en sus condiciones originales, muestran que las pérdidas de energía en las líneas primarias alcanzan los 858,96 kWh/día y que la corriente de neutro alcanza los 77,27 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 # 6. En la figura 3.4 se muestran las variantes de balanceo obtenidas para este circuito y los resultados de la variante seleccionada.

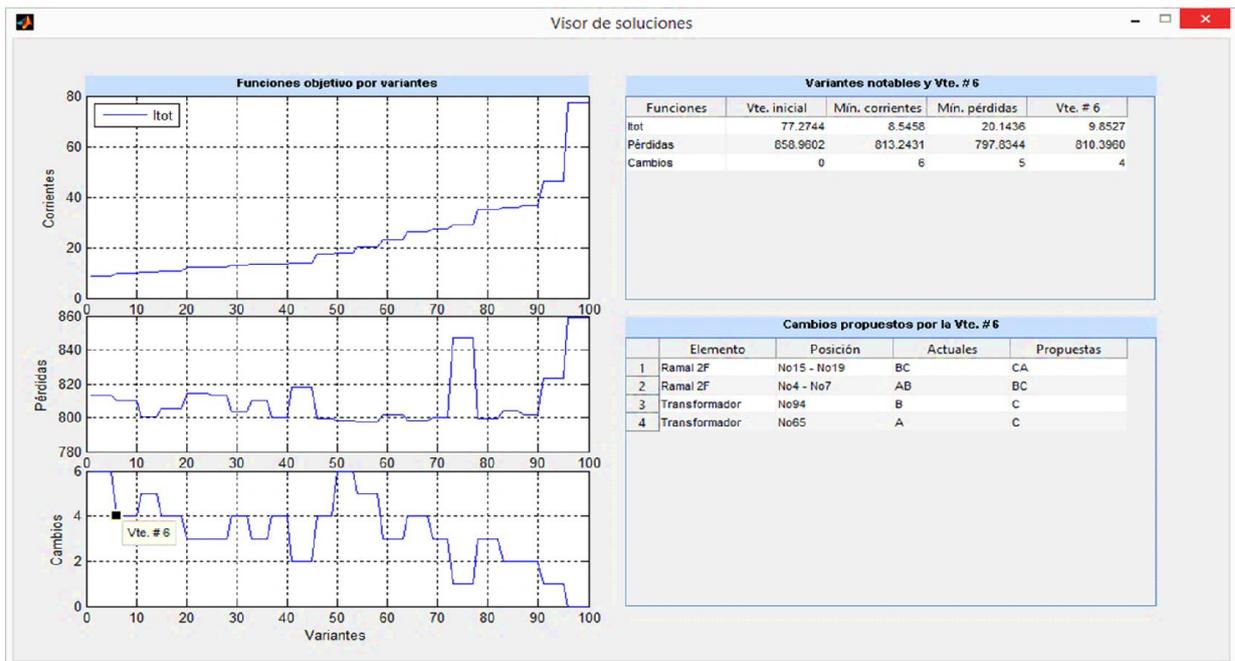


Figura 3.4: Variantes de balanceo para el circuito 1.

Analizando los resultados obtenidos para la variante seleccionada, puede verse que la corriente de desbalance debe experimentar una disminución de 67,42 A, las pérdidas de energía deben reducirse en 48,57 kWh/día y solo deben efectuarse cuatro cambios. En la figura 3.5 se muestran los puntos del circuito donde deben efectuarse dichos cambios.

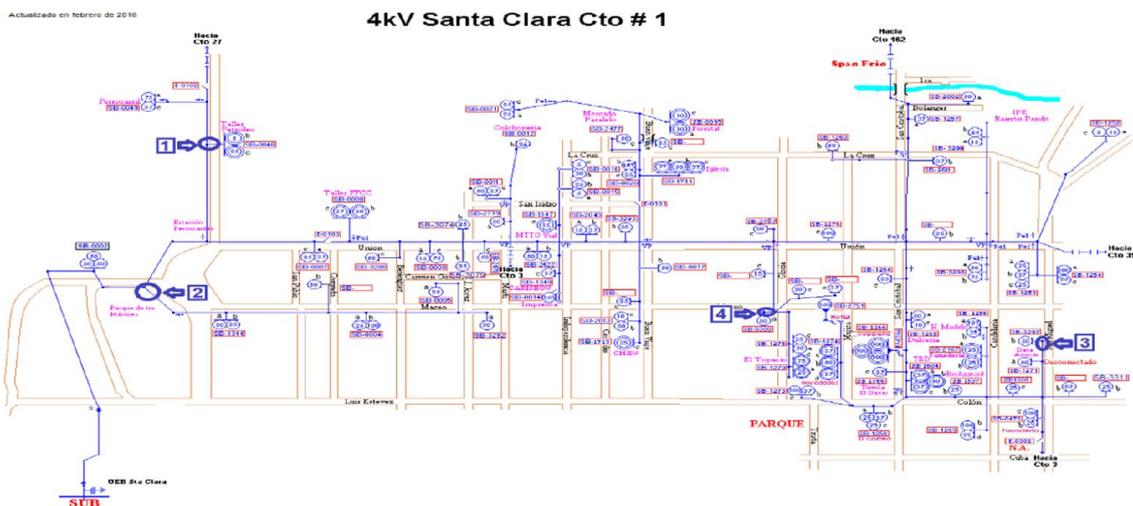


Figura 3.5: Cambios propuestos para el circuito 1.

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.

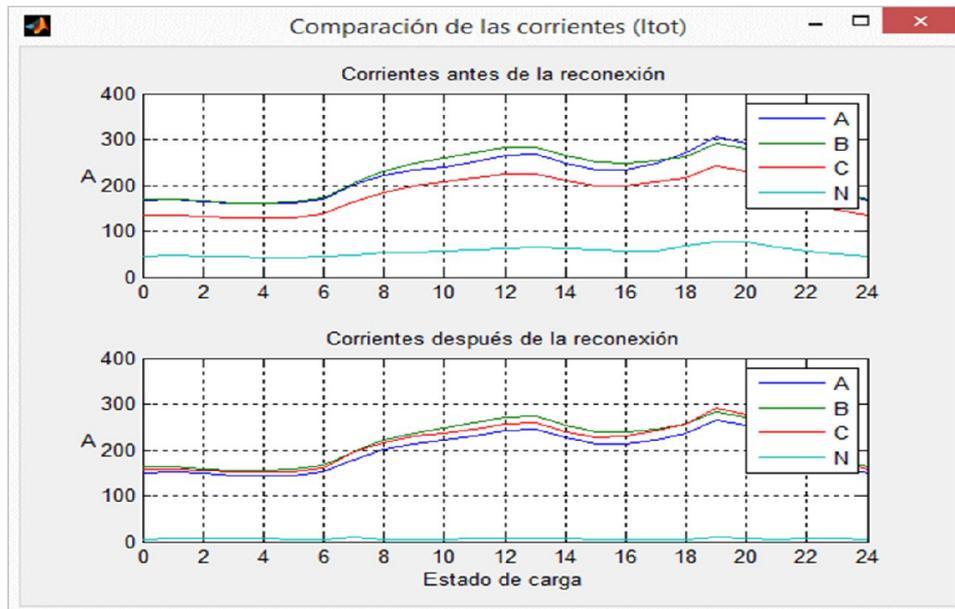


Figura 3.6: Corrientes estimadas antes y después del balanceo.

Los cambios propuestos por el programa se llevaron a la práctica el día 19 de mayo de 2016 con la ayuda de los compañeros de la Empresa Eléctrica. En la figura 3.7 se puede apreciar un gráfico del comportamiento del circuito cuatro días antes y cuatro días después de efectuar dichos cambios.

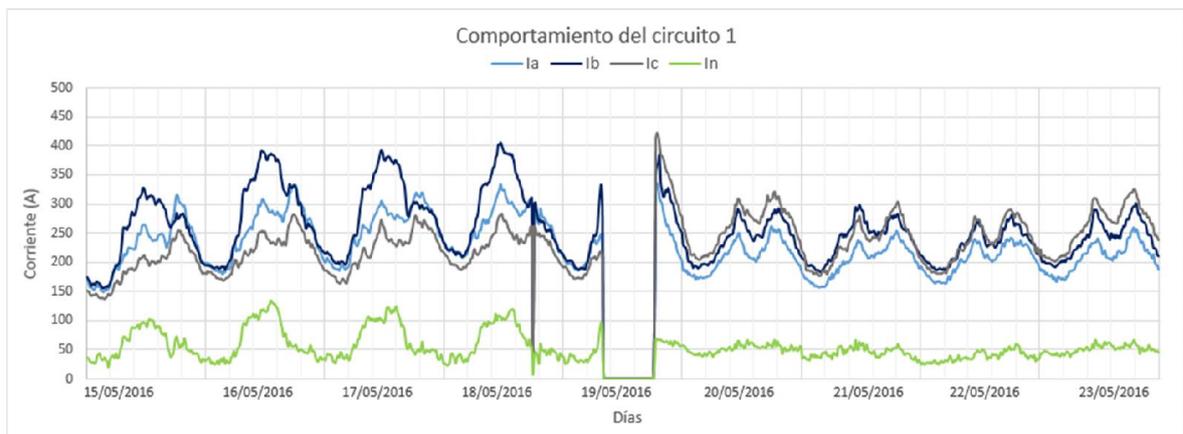


Figura 3.7: Comportamiento de las corrientes del circuito 1 antes y de después de efectuar los cambios.

En la figura anterior se puede ver como después de efectuar los cambios se produce una reducción de la corriente de desbalance y mejora el equilibrio entre las corrientes de fase del circuito. Se debe señalar que, aunque no se logra reducir la corriente de neutro a los valores estimados por el programa de balanceo (9,85 A), es evidente que existe una mejoría considerable, pues antes de efectuar los cambios esta corriente alcanzaba valores muy elevados llegando en ocasiones a superar los 130 A, después del cambio oscila la mayor

parte del tiempo alrededor de los 50 A. Con respecto a las corrientes de fase, aunque no se logra un equilibrio total entre ellas, si existe una mejoría, pues antes del cambio la corriente de la fase (b) se encontraba muy por encima de las demás corrientes de fase y después del cambio se logra que dichas corrientes se comporten de forma similar durante todo el día.

En estos resultados influyen varios factores que se deben tener en cuenta, por ejemplo: para realizar la estimación de las cargas se trabaja con las mediciones del interruptor principal para el mes de febrero y los cambios se aplican en el mes de mayo, es decir, al ser épocas del año diferentes el comportamiento de las cargas varía y esto introduce errores a la hora de balancear el circuito. Además, se tienen evidencias de que en este circuito se realizaron modificaciones durante este período de tiempo, esto también influye de forma negativa en los resultados obtenidos.

3.3 Análisis del Circuito 32

El circuito 32 tiene su origen en la subestación (RF) ubicada en la carretera a Manicaragua, se alimenta a través de un transformador de 1600 kVA, con conexión (Δ -Y aterrada) y relación de voltajes de 34,5/13,8 kV. Las líneas que conforman el tronco del circuito ocupan una extensión de 2,87 km aproximadamente. El circuito cuenta con 25 transformadores monofásicos con conexión entre fase y neutro, 8 bancos de dos transformadores con conexión estrella abierta-delta abierta y 3 bancos de tres transformadores con conexión estrella-delta, para un total de 36 bancos de transformadores conectados en el circuito, además posee 4 ramales bifásicos y 9 ramales monofásicos. La carga predominante en este circuito es la residencial, pero también existen cargas estatales de importancia, entre estas se encuentran: la torre de televisión, los talleres del Estado Mayor de las FAR, una imprenta, la base de taxis, la base de ómnibus Transmetro, la Empresa de Comunales, la Empresa Cimex y la Escuela de Preparación para la Defensa.

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 32.

Potencias instaladas	Fase A	Fase B	Fase C
Cantidad de transformadores por fase	16	18	16
Potencia instalada por fase (kVA)	1019,5	1072	977
Potencia total instalada en el circuito (kVA)	3068,5		

La operación del circuito 32 es controlada en su totalidad por el interruptor NULEC (V-224), los registros históricos obtenidos a partir de dicho interruptor permiten conocer el

comportamiento de los parámetros fundamentales del circuito en un período de tiempo determinado. Las figuras 3.8 y 3.9 muestran el comportamiento de las corrientes y de las potencias de este circuito en el período de tiempo comprendido entre el 10 y el 16 de marzo de 2016. En estas figuras se observa que el circuito analizado presenta un gráfico mixto-residencial, hay evidencias de que la fase más cargada es la (a) y la menos cargada es la (c). Se debe señalar que, aunque los valores de corriente de neutro parecen pequeños, en realidad para este circuito se pueden considerar como significativos pues las corrientes de fase también son pequeñas, por lo tanto, es obvio que existe un desbalance considerable.

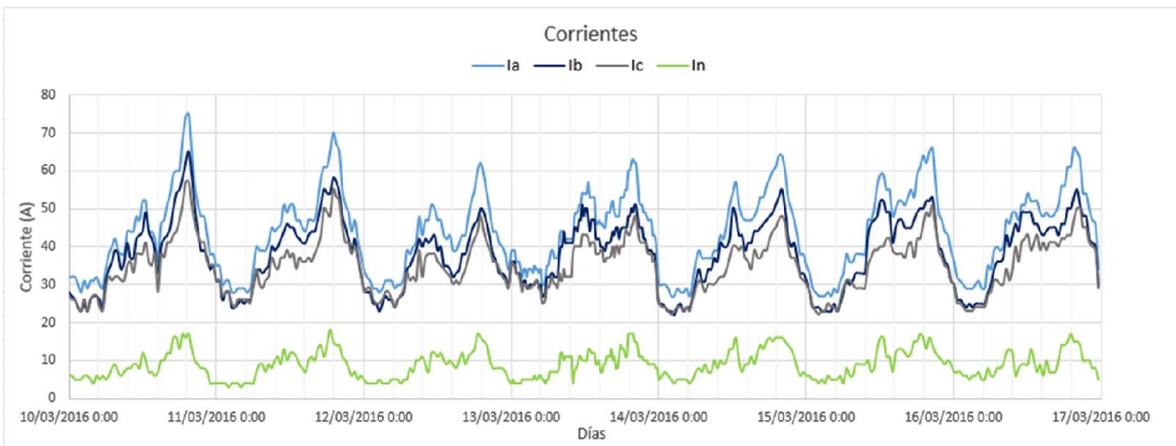


Figura 3.8: Comportamiento de las corrientes en el circuito 32.

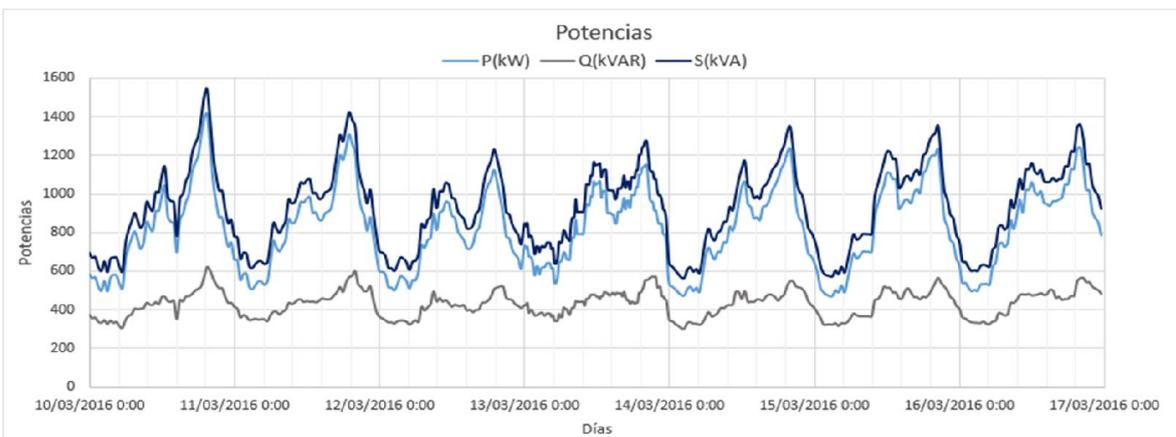


Figura 3.9: Comportamiento de las potencias en el circuito 32.

Con los datos obtenidos en el celaje realizado y los registros históricos descargados del interruptor principal se procede a realizar la estimación de las cargas del circuito. Como se explicó en el caso del circuito anterior, para realizar esta estimación se debe disponer de las lecturas del interruptor principal en un período de tiempo determinado para entonces seleccionar un día promedio, para este circuito se analizó su comportamiento en el período de tiempo comprendido entre el 9 y el 21 de marzo de 2016 y se seleccionó como día

promedio el viernes 11 de marzo de 2016. Las potencias monofásicas y trifásicas (P_1 , Q_1 , P_3 y Q_3) que se obtienen en este proceso se muestran en el Anexo III.

La estimación realizada para este circuito, utilizando un ajuste por corriente de fase, se muestra en la figura 3.10, puede verse que el ajuste de las cargas es muy bueno respecto a los gráficos medidos en un día característico por el NULEC.

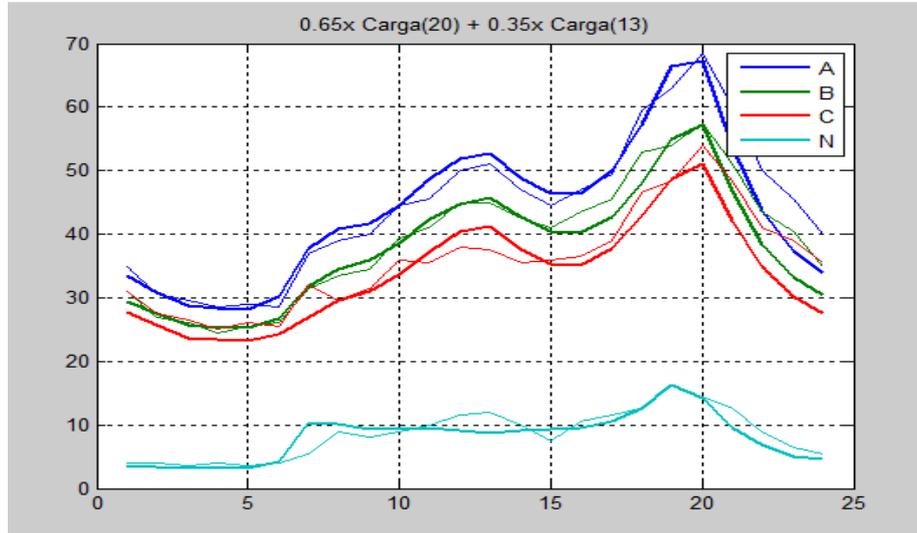


Figura 3.10: Estimación realizada para el circuito 32.

Cuando se concluye con el proceso de estimación y ajuste de las cargas, se conforma una base de datos con estos elementos y con los datos recopilados en el celaje (Anexo III). Posteriormente se carga esta base de datos desde el programa de balanceo, se ajustan todos los elementos necesarios y se procede a realizar varias corridas del programa. Para este circuito se decidió variar solamente los ramales bifásicos y monofásicos, se utilizó una población de 100 individuos, se realizaron 100 generaciones y se permitieron 6 cambios como máximo.

Los resultados iniciales emitidos por el programa de balanceo para este circuito, en sus condiciones originales, muestran que las pérdidas de energía en las líneas primarias alcanzan los 39,64 kWh/día y que la corriente por el conductor neutro alcanza los 15,68 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 # 20. En la figura 3.11 se muestran las variantes de balanceo obtenidas para este circuito y los resultados de la variante seleccionada.

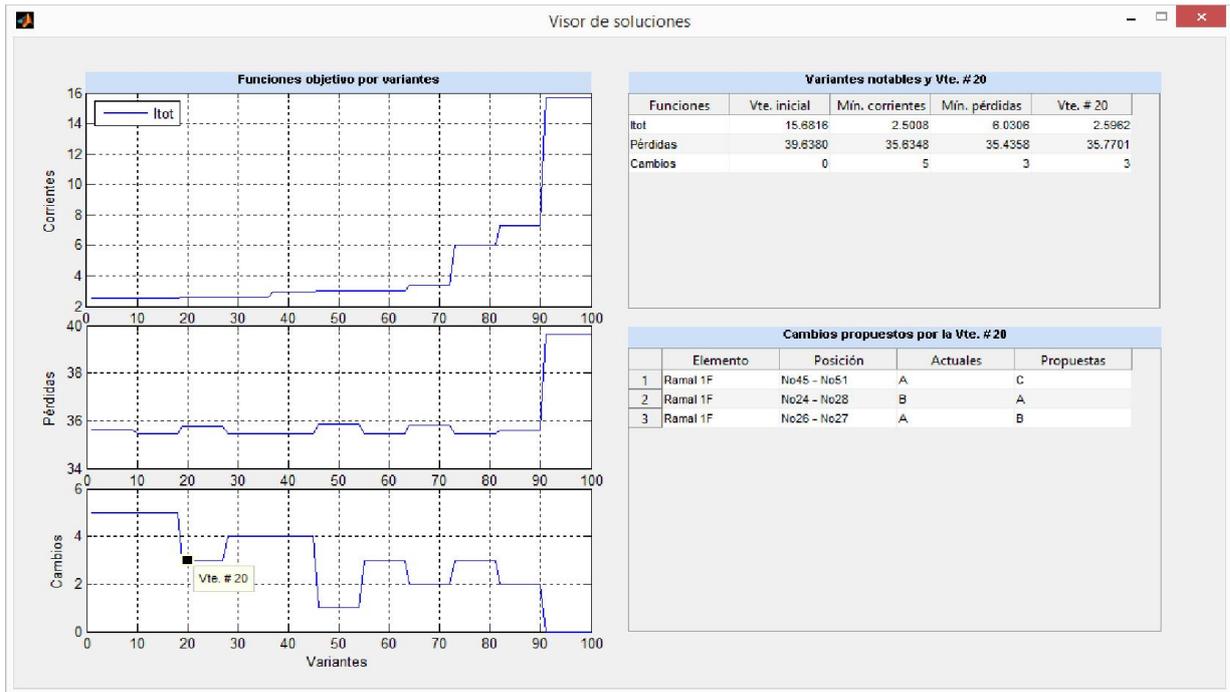


Figura 3.11: Variantes de balanceo para el circuito 32.

Analizando los resultados obtenidos para la variante # 20, puede verse que la corriente de desbalance debe experimentar una disminución de 13,08 A, las pérdidas de energía deben reducirse en 4,22 kWh/día y solo se deben efectuar tres reconexiones. Aunque los ahorros de energía que se consiguen en este caso son pequeños, debe notarse que las pérdidas de energía del circuito también lo son. En la figura 3.12 se señalan los puntos del circuito donde deben efectuarse los cambios propuestos por el programa.

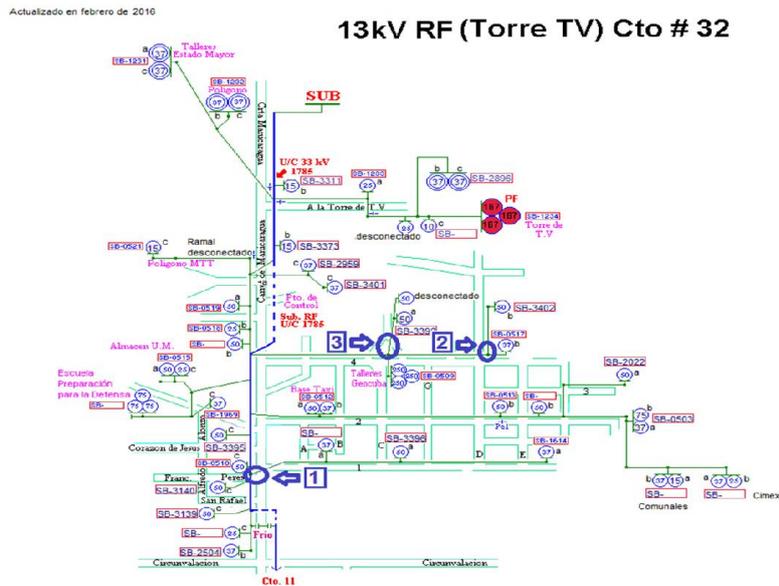


Figura 3.12: Cambios propuestos para el circuito 32.

La figura 3.13 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.

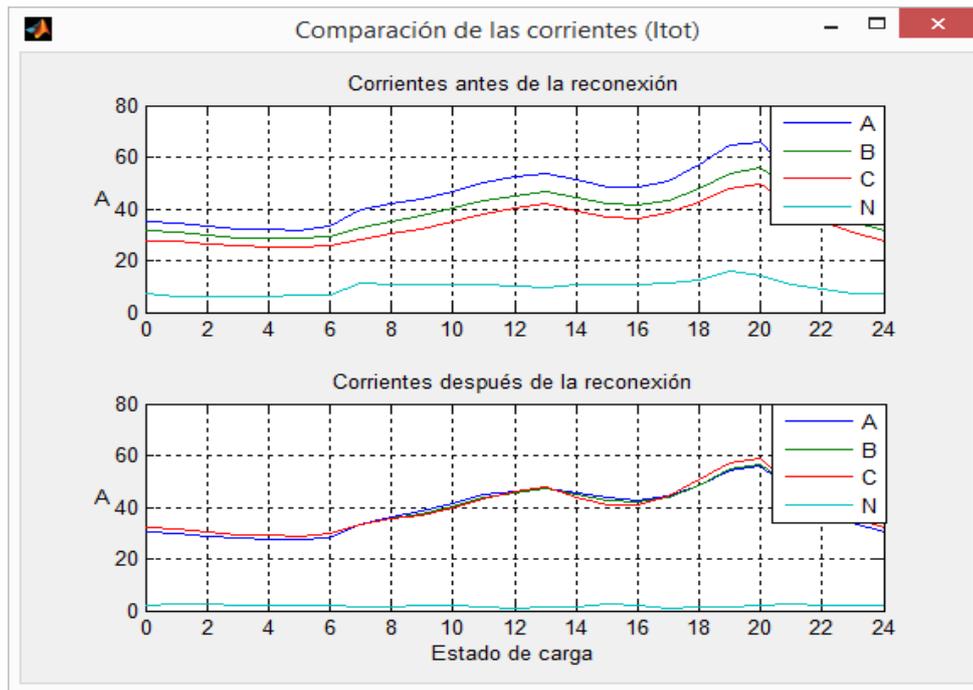


Figura 3.13: Corrientes estimadas antes y después del balanceo.

Los cambios propuestos por el programa se llevaron a la práctica el día 3 de mayo de 2016. En la figura 3.14 se muestra un gráfico del comportamiento del circuito cuatro días antes y cuatro días después de efectuar dichos cambios.



Figura 3.14: Comportamiento de las corrientes del circuito 32 antes y después de efectuar los cambios.

Como se puede apreciar en la figura anterior, al realizar los cambios en este circuito se logra reducir la circulación de corriente por el conductor neutro y se experimenta cierta mejoría en el equilibrio de las corrientes de fase. Aunque no fue posible reducir la corriente de neutro a los valores estimados por el programa de balanceo (2.6 A), en determinados horarios esta se reduce considerablemente, llegando en ocasiones a los 4 A.

Con respecto a las corrientes de fase, aunque no se logra un equilibrio total entre ellas, si es evidente que después del cambio estas se encuentran más equilibradas. Debe señalarse que

en estos resultados influyen de forma negativa algunas cuestiones, sobre todo lo relacionado con la estimación de las cargas eléctricas, pues en este circuito existen algunas cargas que al no ser muy comunes se hace muy difícil asignarles un gráfico de carga característico, además, la estimación de las cargas se realiza con mediciones del interruptor principal para el mes de marzo y los cambios en el circuito se aplican en el mes de mayo.

3.4 Análisis del Circuito 169

El circuito 169 tiene su origen en la subestación (Gran Panel) ubicada en la circunvalación a 400 m de la rotonda de la autopista nacional, se alimenta a través de un transformador de 25 MVA que presenta una conexión (Yaterrada-Yaterrada) con un devanado terciario en delta de 8 MVA y relación de voltajes de 110/13,8 kV. Las líneas que conforman el tronco del circuito ocupan una extensión de 5,2 km aproximadamente. El circuito cuenta con 154 transformadores monofásicos con conexión entre fase y neutro, 18 bancos de dos transformadores con conexión estrella abierta-delta abierta y un banco de tres transformadores con conexión estrella-delta, para un total de 173 bancos de transformadores conectados en el circuito, además posee 10 ramales bifásicos, 36 ramales monofásicos y un banco de capacitores de 150 CkVAr. La mayor parte de las cargas alimentadas por este circuito son monofásicas y su gráfico de carga es residencial. Entre las cargas estatales más importantes se encuentran: el cardiocentro “Ernesto Guevara”, el taller de la ECOI-9, la Agrupación No.9 del MICONS, un taller de maquinado y una panadería.

En la tabla 3.3 se muestra la cantidad de transformadores que se encuentran conectados en cada fase, las potencias instaladas por fase y la potencia total instalada en este circuito.

Tabla 3.3 Potencias instaladas en el circuito 169.

Potencias instaladas	Fase A	Fase B	Fase C
Cantidad de transformadores por fase	67	60	66
Potencia instalada por fase (kVA)	3124,5	2589,5	3097
Potencia total instalada en el circuito (kVA)	8811		

La operación del circuito 169 es controlada por el interruptor GIE SF6 (V-790), 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. En las figuras 3.15 y 3.16 se muestra el comportamiento de las corrientes y las potencias de este circuito en el período de tiempo comprendido entre el 1 y el 7 de febrero de 2016.

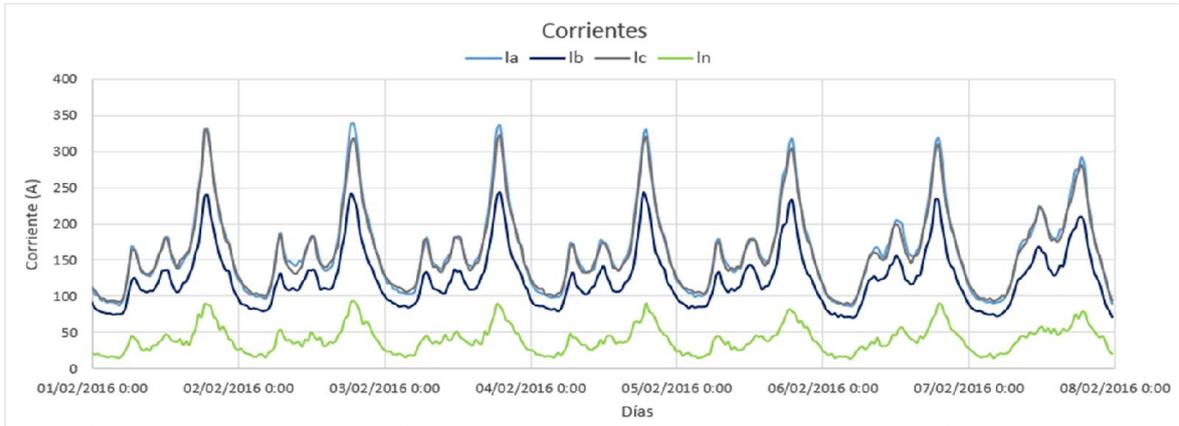


Figura 3.15: Comportamiento de las corrientes en el circuito 169.

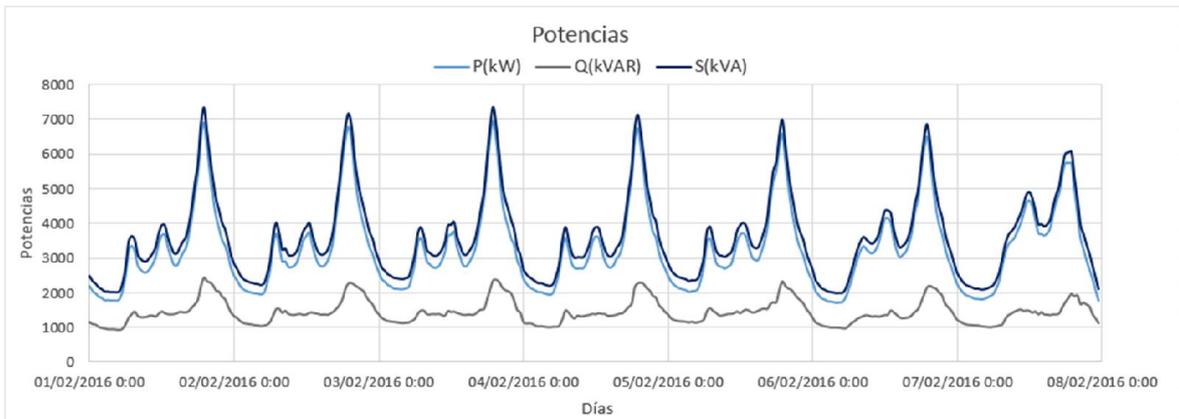


Figura 3.16: Comportamiento de las potencias en el circuito 169.

En las figuras anteriores se puede apreciar que el gráfico característico de este circuito es un gráfico residencial, además puede verse que existen desequilibrios entre las corrientes de fase, siendo las fases más cargadas la (a) y la (c) y la menos cargada la fase (b). Puede verse también que debido a los desequilibrios que existen entre las corrientes de fase, circula una elevada corriente por el conductor neutro, esta alcanza sus mayores valores en el horario de máxima demanda del circuito, evidenciando de esta forma la existencia de elevados niveles de desbalance.

Para realizar la estimación de las cargas del circuito, se debe disponer de las lecturas del interruptor principal del 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 25 de enero y el 25 de febrero de 2016 y se seleccionó como día promedio el jueves 5 de febrero de 2016. En el Anexo IV se encuentran las potencias monofásicas y trifásicas (P_1 , Q_1 , P_3 y Q_3) obtenidas en este proceso. En la figura 3.17 se muestra la estimación realizada para este circuito utilizando un ajuste por corriente de neutro, se observa que las corrientes estimadas de fase y neutro se ajustan muy bien a las corrientes reales medidas por el interruptor principal del circuito en un día característico.

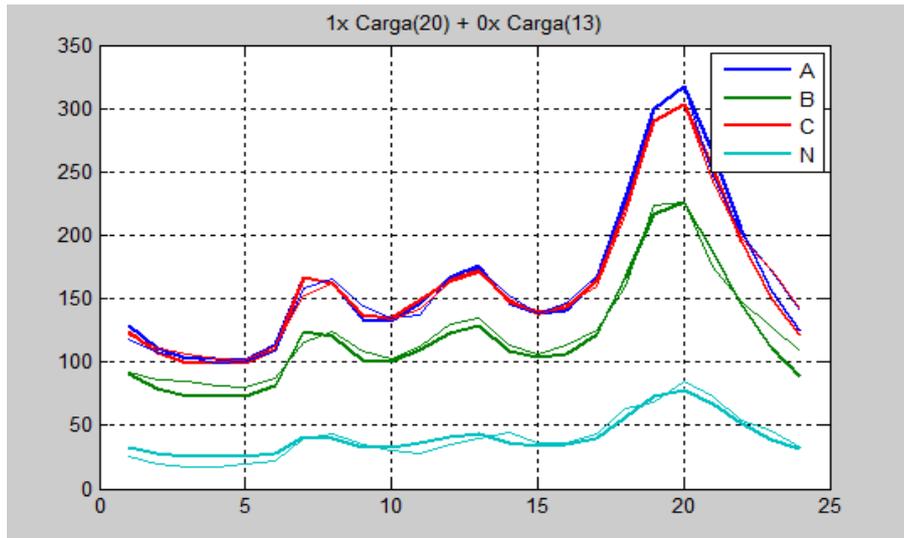


Figura 3.17: Estimación realizada para el circuito 169.

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 IV). 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. En este circuito se presenta un caso interesante a la hora de efectuar el balanceo, pues debido a su gran extensión y a la gran cantidad de cargas que alimenta, el circuito posee varios puntos de seccionalización, es decir cuenta con su interruptor principal ubicado en la subestación de Gran Panel y cuenta con dos cuchillas que se encuentran ubicadas en diferentes puntos como se puede apreciar en el diagrama monolineal (Anexo I). Existen evidencias de que cuando el circuito por determinadas condiciones opera con alguna de estas cuchillas abiertas, los niveles de desbalance se elevan considerablemente, siendo el caso más crítico el de la Cuchilla 2, pues según las estimaciones realizadas, en este punto la corriente de desbalance llega a superar los 120 A.

Debido a todo lo explicado anteriormente fue necesario realizar el balanceo del circuito en los tres puntos ya mencionados, lo cual no representa un inconveniente pues el programa permite balancear el circuito en los puntos que se desee. Para obtener una respuesta que cumpla con todos estos requerimientos y en la cual no haya que realizar un alto número de reconexiones, se utilizó una población de mayor tamaño (300 individuos), se amplió el número de generaciones que se realizan (250 generaciones) y se permitieron 6 cambios como máximo. En este caso, se decidió variar solamente los ramales de una y dos fases y los transformadores monofásicos.

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 899,54 kWh/día y que la corriente por el conductor neutro en el primer nodo del circuito alcanza los 86,73 A. Los resultados se encuentran ordenados por corriente de neutro, pérdidas de energía y número de reconexiones respectivamente. La selección de la variante más adecuada se hace teniendo en cuenta la reducción de la corriente de neutro en los tres puntos analizados, la reducción de las pérdidas de energía y la cantidad de reconexiones que deben efectuarse, atendiendo a estos criterios se seleccionó la variante # 23. En la figura 3.18 se muestran los resultados obtenidos.

Al analizar los resultados de la variante seleccionada, se puede ver que la corriente de desbalance en el primer nodo del circuito debe experimentar una disminución de 75,45 A, en la Cuchilla 1 la corriente debe reducirse en 27,05 A y en la Cuchilla 2 en 76,15 A, las pérdidas de energía se deben reducir en 76,59 kWh/día y se deben efectuar seis reconexiones, de ellas cinco ramales y un transformador monofásico. En las variantes de balanceo analizadas existían algunas en las cuales se lograban mayores reducciones de las corrientes en estos tres puntos, pero se requería de un elevado número de reconexiones, lo cual haría muy difícil su aplicación en la práctica. En la figura 3.19 se indican los puntos del circuito donde deben efectuarse los cambios propuestos por el programa.

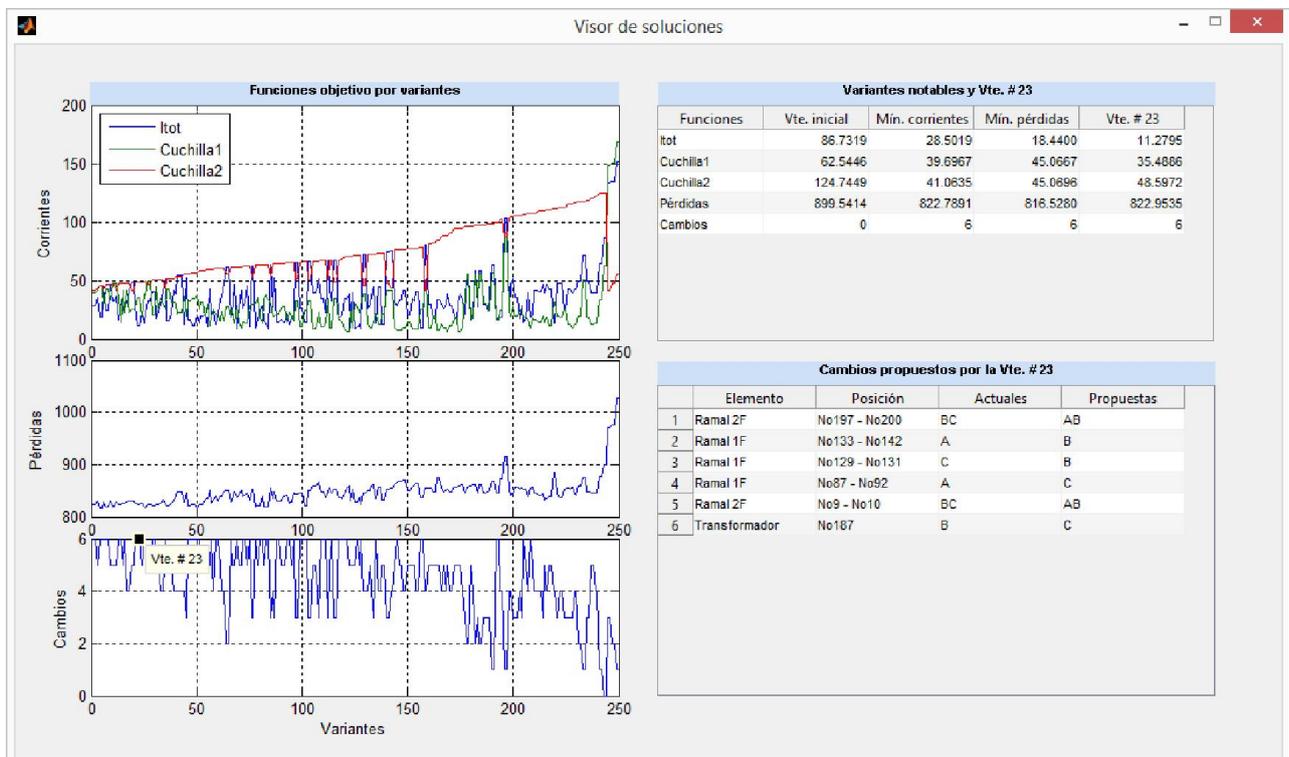


Figura 3.18: Variantes de balanceo para el circuito 169.

Actualizado en febrero de 2016

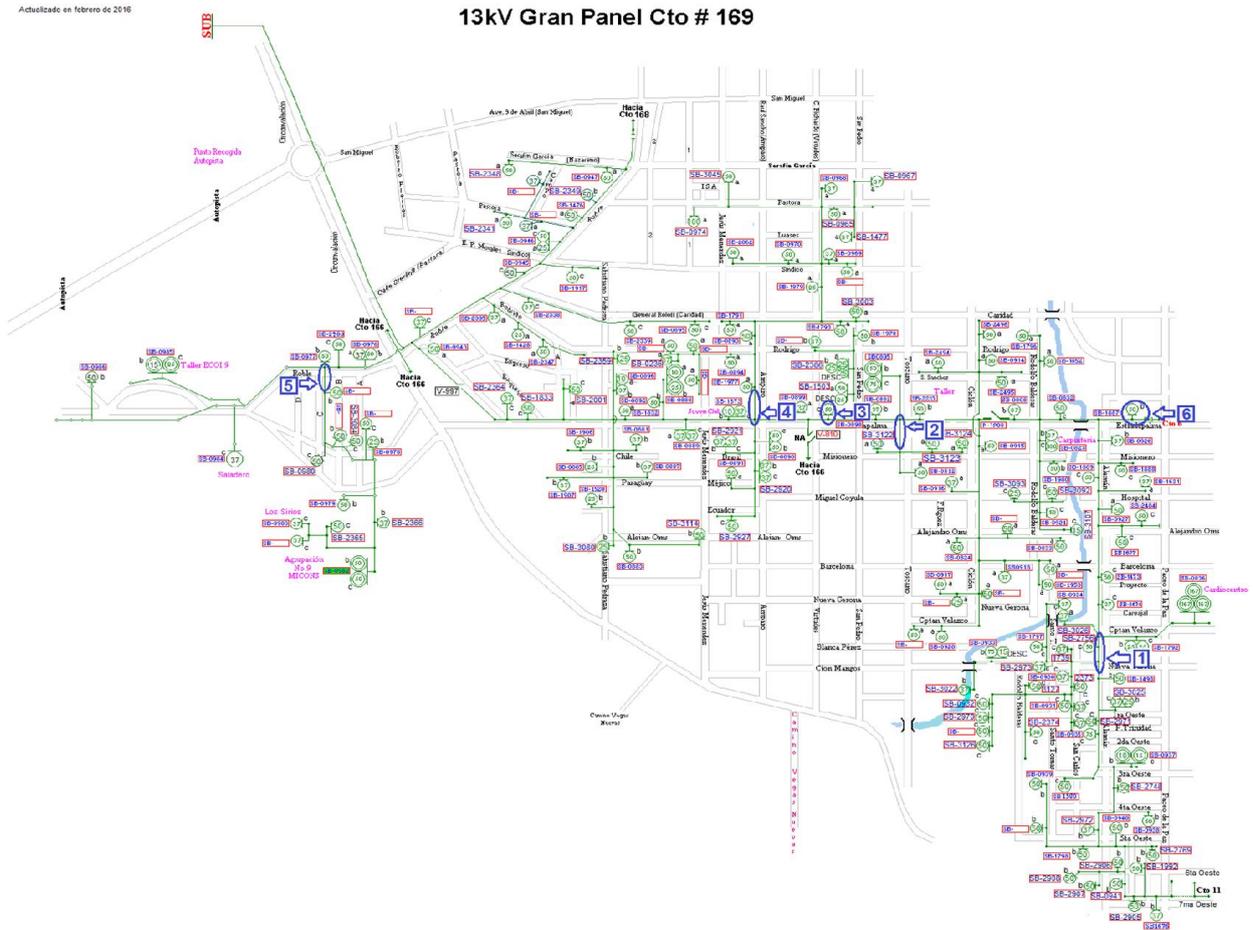


Figura 3.19: Cambios propuestos para el circuito 169.

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 se muestran en la figura 3.20.

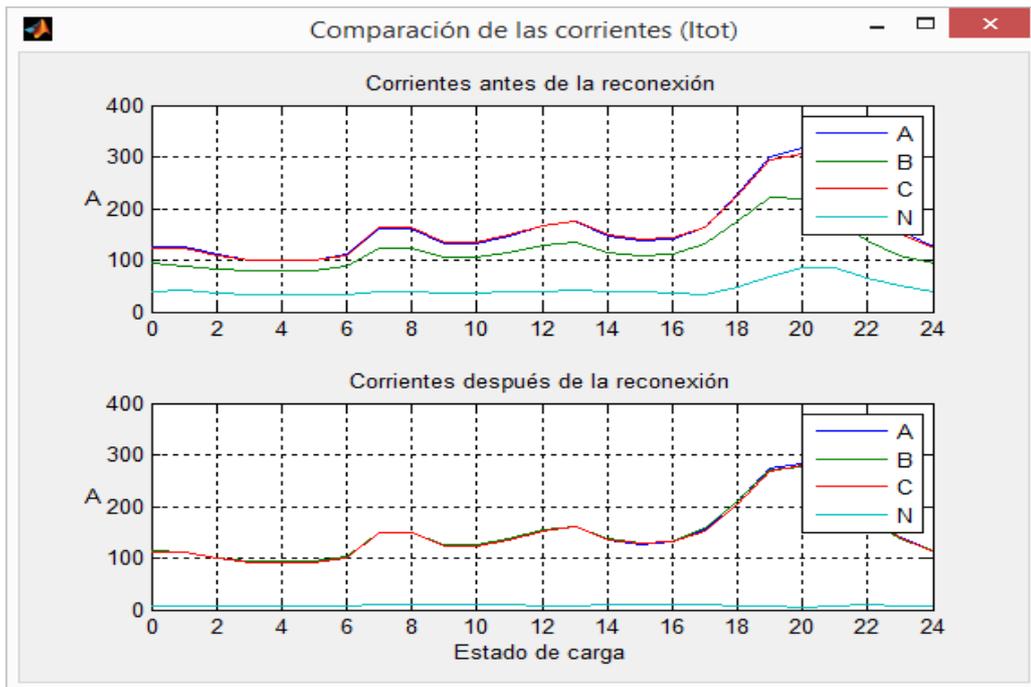


Figura 3.20: Corrientes estimadas antes y después del balanceo.

Los cambios propuestos por el programa se llevaron a la práctica el día 20 de mayo de 2016. En la figura 3.21 se muestra el comportamiento del circuito cuatro días antes y cuatro días después de efectuar dichos cambios.



Figura 3.21: Comportamiento de las corrientes del circuito 169 antes y después de efectuar los cambios.

Como se puede apreciar en la figura anterior, al realizar los cambios en este circuito se logra una gran reducción de la corriente de neutro y un buen equilibrio entre las corrientes de fase. Aunque no se logra reducir la corriente de neutro a los valores estimados por el programa de balanceo (11,28 A), es evidente que existe una mejoría considerable, pues antes de efectuar los cambios esta corriente alcanzaba valores muy elevados llegando en ocasiones a valores cercanos a los 90 A, después del cambio estos valores no superan en ningún momento los 30 A, incluso en determinados horarios se logra reducir esta corriente hasta los 5 A. En el caso de las corrientes de fase se puede ver que antes de efectuar los cambios la corriente de la fase (b) se encontraba totalmente desequilibrada con respecto a las otras corrientes de fase y las corrientes de las fases (a) y (c) alcanzaban valores muy elevados debido a este desequilibrio, después de efectuar los cambios se logra un buen equilibrio entre las tres corrientes de fase.

3.5 Análisis del Circuito 170

El circuito 170 al igual que el circuito 169, tiene su origen en la subestación (Gran Panel) ubicada en la circunvalación a 400 m de la rotonda de la autopista nacional, se alimenta a través de un transformador de 25 MVA que presenta una conexión (Yaterrada-Yaterrada) con un devanado terciario en delta de 8 MVA y relación de voltajes de 110/13,8 kV. Las líneas que conforman el tronco del circuito ocupan una extensión de 8,5 km aproximadamente. El circuito cuenta con 105 transformadores monofásicos con conexión entre fase y neutro, 35 bancos de dos transformadores con conexión estrella abierta-delta abierta y 9 bancos de tres transformadores (3 con conexión estrella-estrella y 6 con conexión

estrella-delta), para un total de 149 bancos de transformadores conectados en el circuito, además posee 19 ramales bifásicos y 27 ramales monofásicos. La mayor parte de las cargas alimentadas por este circuito son monofásicas y su gráfico de carga es residencial. Entre las cargas estatales más importantes de este circuito se encuentran: la Empresa Productora y Comercializadora de Semillas, la Empresa de Desmote y Construcción, la Empresa Cárnica, la fábrica de antenas, la Empresa Copextel, el taller el Vaquerito, la escuela de Trabajadores Sociales, la terminal provincial de ómnibus y varias panaderías. En la tabla 3.4 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 3.4 Potencias instaladas en el circuito 170.

Potencias instaladas	Fase A	Fase B	Fase C
Cantidad de transformadores por fase	74	60	68
Potencia instalada por fase (kVA)	3445	2542,5	2860
Potencia total instalada en el circuito (kVA)	8847,5		

La operación del circuito 170 es controlada por el interruptor GIE SF6 (V-795), 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 3.22 y 3.23 muestran el comportamiento de las corrientes y las potencias de este circuito en el período de tiempo comprendido entre el 1 y el 7 de febrero de 2016. En estas figuras se observa que el circuito analizado presenta un gráfico de carga residencial. Hay evidencias de que las fases más cargadas son la (a) y la (c) y la menos cargada es la fase (b). Debido a los desequilibrios que existen entre las corrientes de fase, se produce la circulación de corriente por el conductor neutro, esta alcanza sus mayores valores en el horario de máxima demanda del circuito.

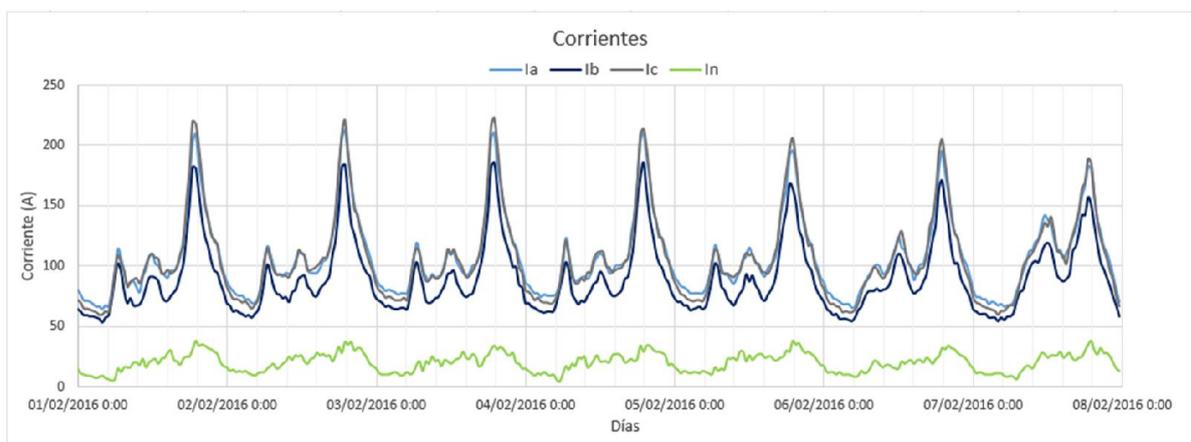


Figura 3.22: Comportamiento de las corrientes en el circuito 170.

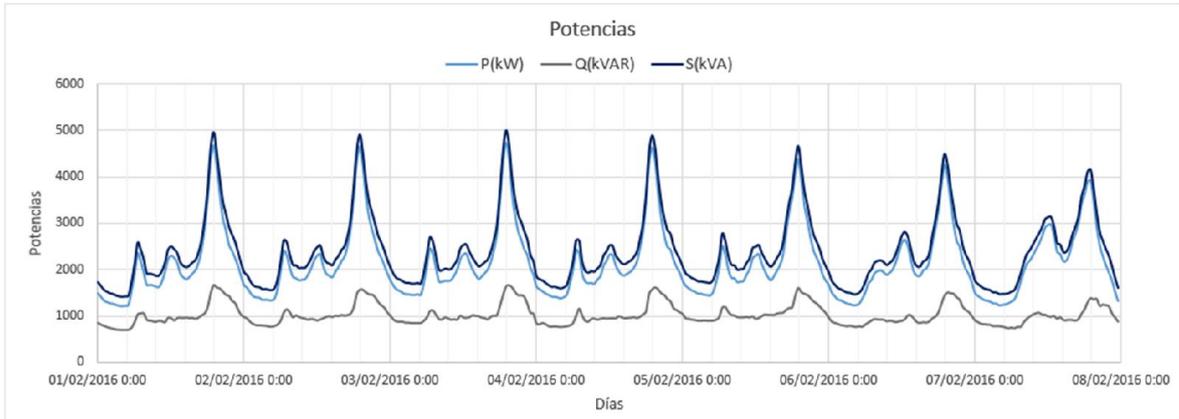


Figura 3.23: Comportamiento de las potencias en el circuito 170.

Como se explicó en casos anteriores, para realizar la estimación de las cargas del circuito, 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 26 de enero y el 26 de febrero de 2016 y se seleccionó como día promedio el martes 2 de febrero de 2016. En el Anexo V se muestran las potencias monofásicas y trifásicas (P1, Q1, P3 y Q3) obtenidas en este proceso. En la figura 3.24 se puede apreciar la estimación realizada para este circuito utilizando un ajuste por corriente de fase, obteniéndose un ajuste de las cargas muy bueno respecto a los gráficos medidos en un día característico por el interruptor principal.

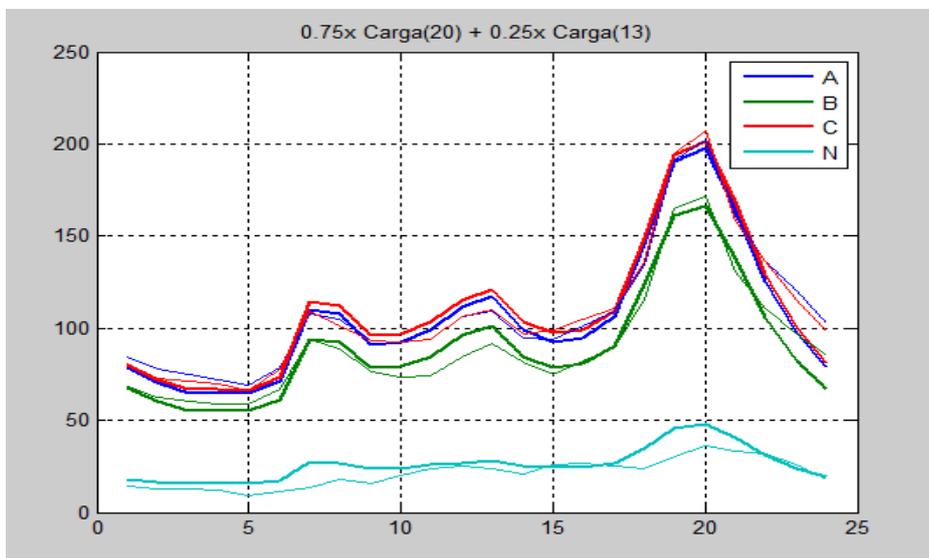


Figura 3.24: Estimación realizada para el circuito 170.

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 V). 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 variaron los ramales de una y dos fases y los transformadores de distribución monofásicos, se utilizó una población de 100 individuos, se realizaron 100 generaciones y se permitieron 8 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 304,13 kWh/día y que la corriente por el conductor neutro alcanza los 48,11 A. Los resultados obtenidos se encuentran ordenados por corriente de neutro, pérdidas de energía y número de reconexiones respectivamente. Como se explicó para los circuitos anteriores, debe seleccionarse una variante que con pocas reconexiones garantice una buena reducción de la corriente de neutro y de las pérdidas de energía. Teniendo en cuenta lo anterior se seleccionó la variante # 17. En la figura 3.25 se muestran las variantes de balanceo obtenidas para este circuito y los resultados de la variante seleccionada, observándose que la corriente de desbalance debe experimentar una disminución de 45,44 A, las pérdidas de energía se deben reducir en 19,54 kWh/día y solo se deben efectuar cuatro reconexiones, de ellas tres ramales y un transformador monofásico. Aunque los ahorros de energía que se consiguen en este caso no son muy significativos, se puede lograr una buena reducción de la corriente de desbalance con un pequeño número de reconexiones. En la figura 3.26 se indican los puntos del circuito donde deben efectuarse las reconexiones.

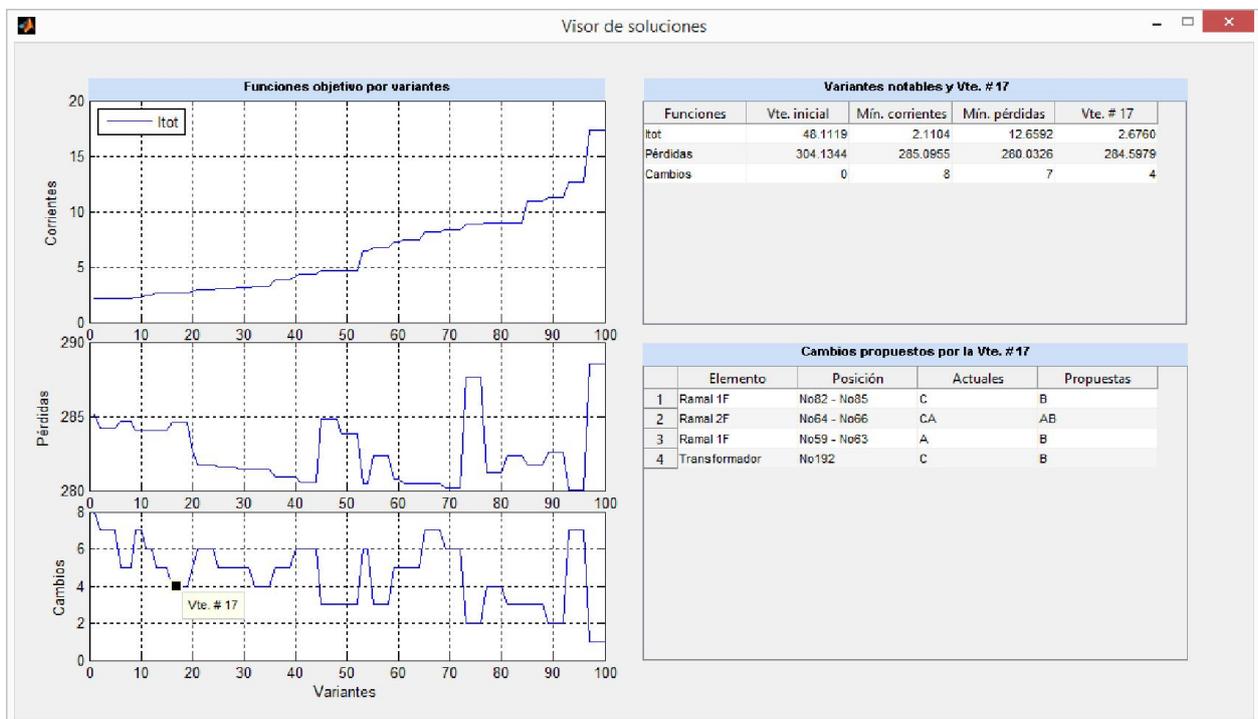


Figura 3.25: Variantes de balanceo para el circuito 170.

CAPÍTULO III: RESULTADOS DEL BALANCEO DE LOS CIRCUITOS SELECCIONADOS

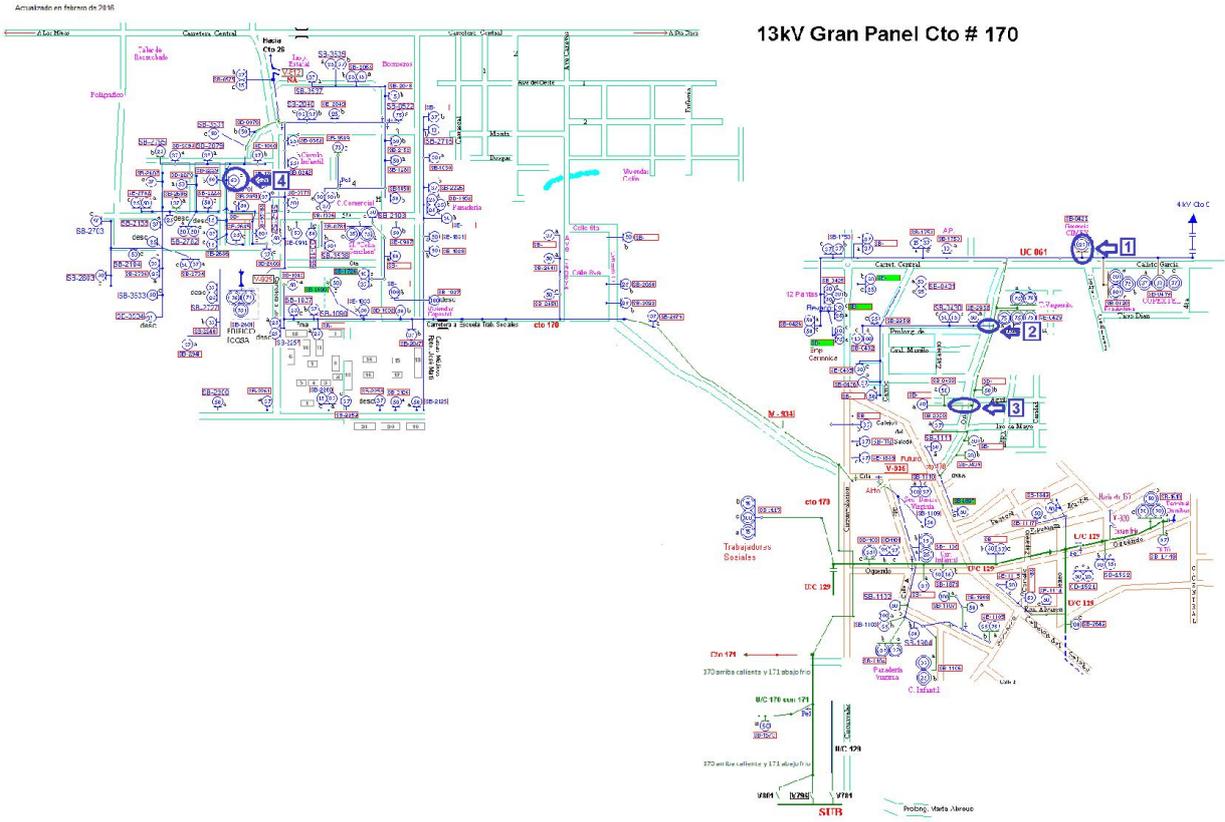


Figura 3.26: Cambios propuestos para el circuito 170.

La figura 3.27 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.

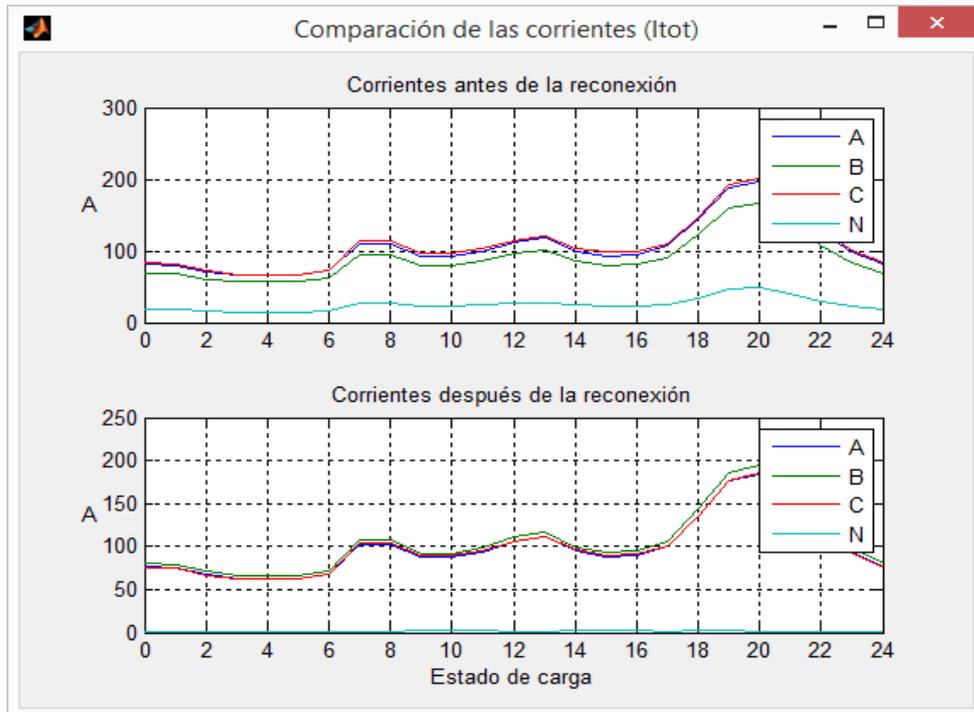


Figura 3.27: Corrientes estimadas antes y después del balanceo.

En este circuito no fue posible realizar los cambios propuestos por el programa de balanceo, no obstante, estos cambios se aplicaron en el programa Radial y se analizó el comportamiento de las corrientes y de las pérdidas del circuito en dos estados de carga diferentes, los resultados obtenidos se muestran en las tablas 3.5 y 3.6. Si se observan estos resultados y se comparan con los resultados estimados por el programa de balanceo, puede verse que la diferencia entre ambos es mínima, esto demuestra que el análisis realizado y los resultados obtenidos para este circuito son buenos.

Tabla 3.5 Efecto del balanceo en las corrientes.

Parámetros	Estado de carga máxima		Estado de carga mínima	
	Antes	Después	Antes	Después
Ia (A)	208	187	67	60
Ib (A)	173	201	54	54
Ic (A)	212	189	51	57
In(A)	45	3	8	2
%NEMA	12.63	4.74	17.44	5.26
%In	22.73	1.56	14.04	3.51

Tabla 3.6 Efecto del balanceo en las pérdidas.

Parámetros	Antes	Después
Pérdidas activas en líneas (kW)	37	33
Pérdidas reactivas en líneas (kVAr)	71	65
Pérdidas de energía en líneas (kW.h)	272	256
Pérdidas totales de potencia activa (kW)	111	102
% de pérdidas de potencia	2	2
Pérdidas totales de energía (kW.h)	1339	1319
% de pérdidas de energía	2	2
Ahorro total potencia activa (kW)	9	
Ahorro total de energía (kW.h)	20	

CONCLUSIONES

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

- ✓ Al realizar el celaje de los circuitos se pudo comprobar que los datos de los mismos se encontraban totalmente desactualizados.
- ✓ En los circuitos analizados solo se tuvo acceso a mediciones de los interruptores principales, por lo tanto, fue necesario realizar una estimación de las cargas utilizando un programa de estimación.
- ✓ Se logró realizar una estimación en la cual se obtienen gráficos de carga muy semejantes a los medidos por los interruptores principales de los diferentes circuitos, y aunque esta estimación puede tener cierto error con respecto a los valores reales, los resultados obtenidos en la práctica muestran que es bastante buena.
- ✓ El programa de balanceo brinda múltiples soluciones para balancear la red, lo que permite escoger la variante más adecuada para cada circuito, estas deben consultarse primeramente con la dirección técnica de la Empresa Eléctrica para lograr mejores resultados.
- ✓ Para lograr resultados de mayor calidad debe reducirse el tiempo entre la toma de datos y la ejecución del balanceo, pues de esta manera se evita en lo posible las modificaciones en el circuito.
- ✓ Los cambios propuestos por el programa fueron implementados en tres de los circuitos analizados, necesitándose un corto período de tiempo para la ejecución de los mismos.
- ✓ Los resultados obtenidos se pueden considerar como satisfactorios, pues, aunque en algunos casos no se logran las reducciones estimadas por el programa, sí es evidente que después de aplicar los cambios, se produce una reducción de la corriente de neutro y mejora el equilibrio entre las corrientes de fase.

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 el circuito 170.
- ✓ 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 una variante quede inconclusa.
- ✓ 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 un servicio 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] L. C. Fernández, *Sistemas Electroenergéticos*, Parte I, Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, Santa Clara, 1977.
- [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. Issouribehere, J. C. Barbero, y G. A. Barbera, “Estudio Comparativo de las diferentes definiciones de los Factores de Desbalance de Tensiones y Corrientes en los Sistemas Trifásicos,” Décimo Tercer Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ, Puerto Iguazú, Argentina, mayo de 2009.
- [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.

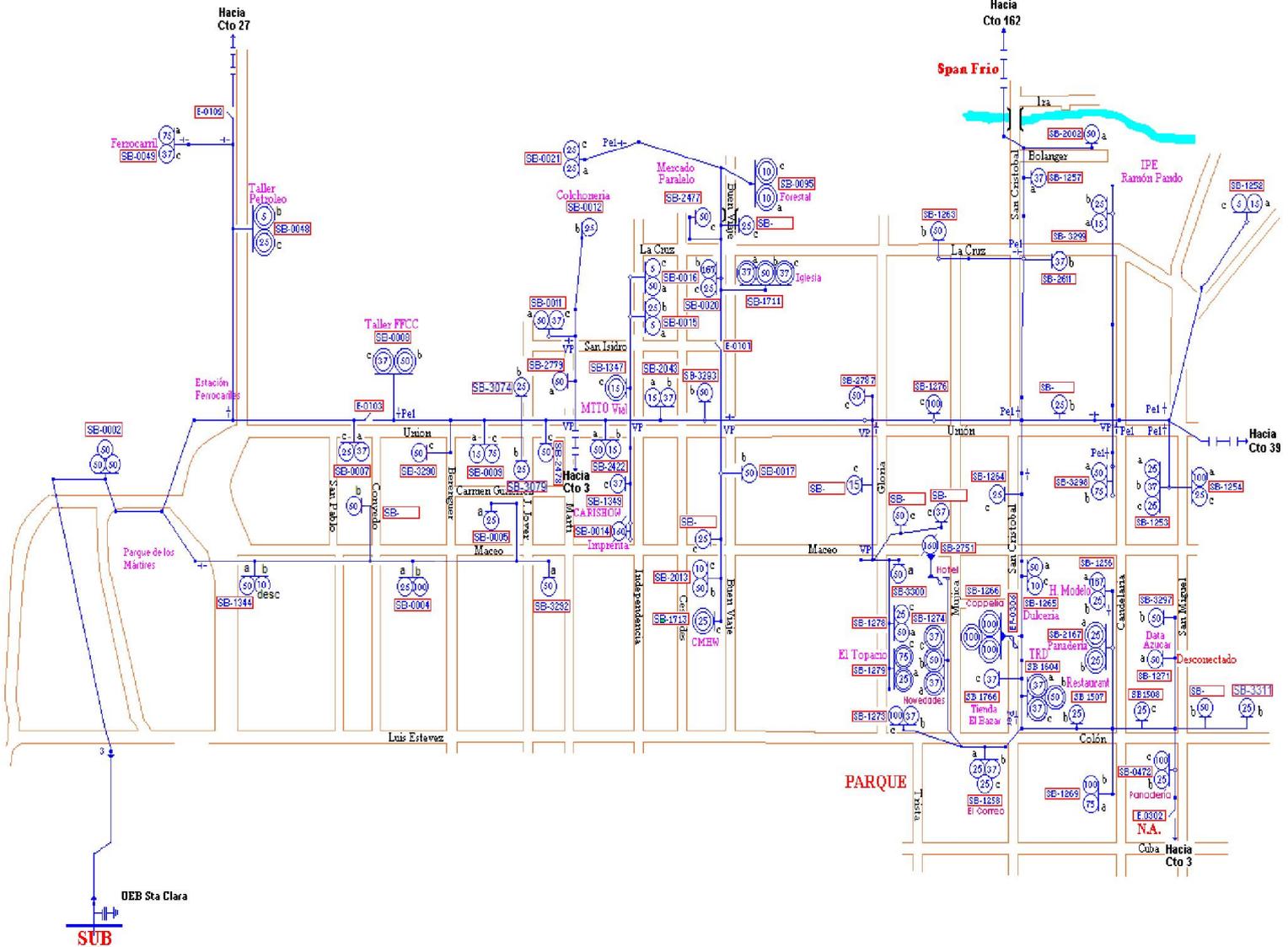
[53] I. P. Abril, “Fundamentación Técnica del Programa de Estimación de Cargas,” Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, Santa Clara, mayo de 2016.

ANEXOS

Anexo I: Planos actualizados de los circuitos

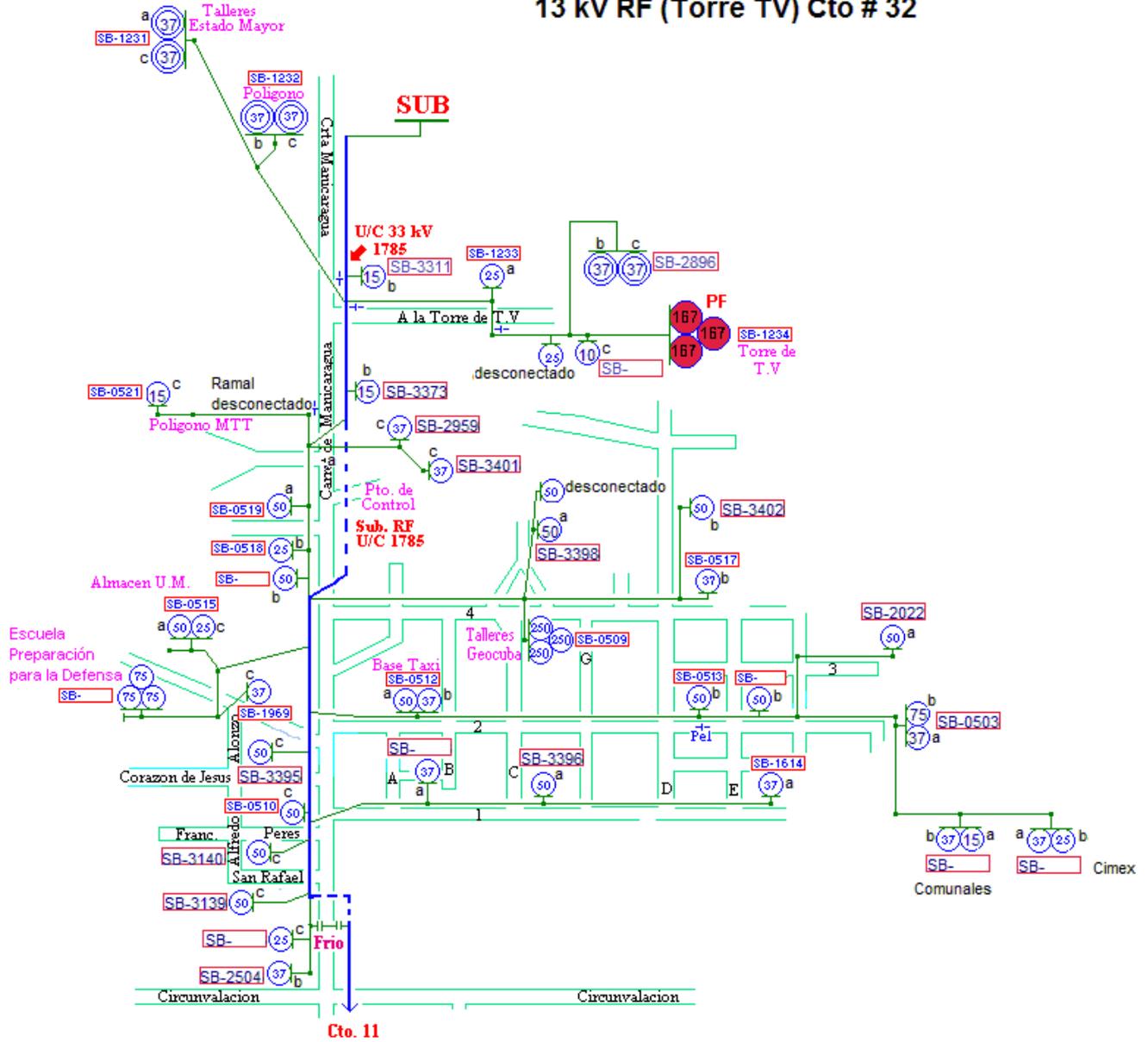
Actualizado en febrero de 2016

4kV Santa Clara Cto # 1



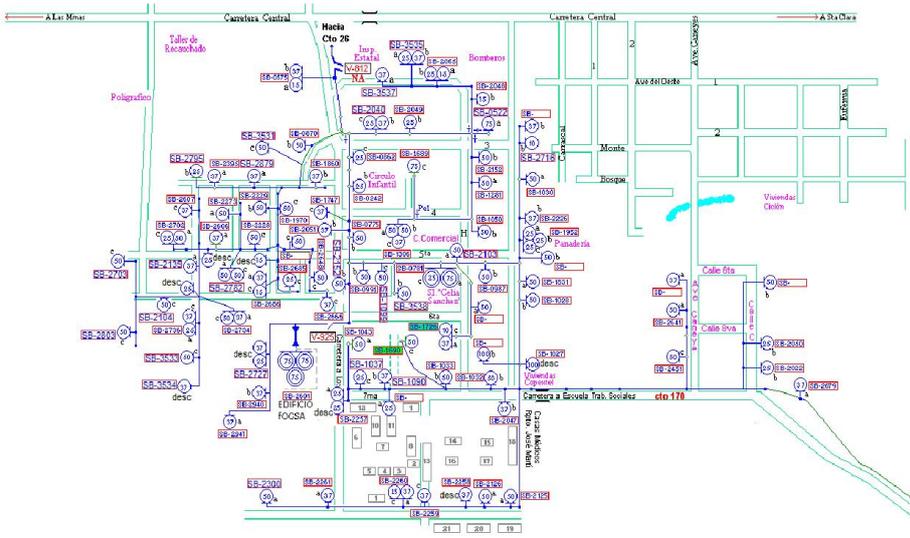
Actualizado en febrero de 2016

13 kV RF (Torre TV) Cto # 32

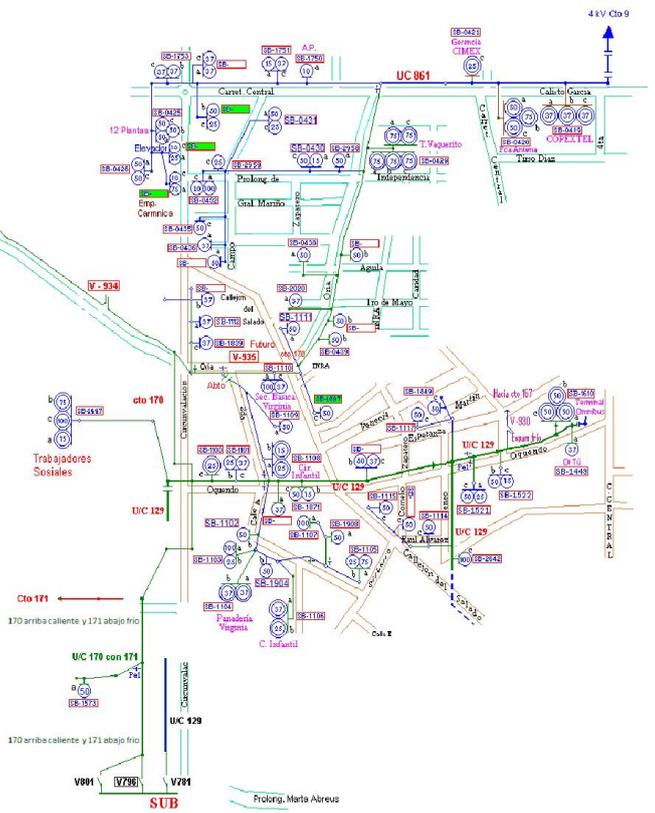


ANEXOS

Actualizado en febrero de 2016



13kV Gran Panel Cto # 170



Anexo II: Base de datos para el circuito 1

N1	N2	Fases	Cfase	Cneutro	Long	Tcarga	Fases	P1	Q1	P3	Q3	graph	Qc	Dirección de los nodos fundamentales
No1	No2	ABC	CN2-0	CN4	60			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Salida de la SUB
No2	No3	ABC	CN2-0	CN4	60	3T	BAC	6,11	2,86	61,07	28,63	Servicio	0,00	Frente a las Oficinas del Ferrocarril
No3	No4	ABC	CN2-0	CN4	60			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Esquina Parque de los Mártires
No4	No5	ABC	CN2-0	CN4	40			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No5	No14	ABC	CN2-0	CN4	45			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Unión y Estación del Ferrocarril
No14	No15	ABC	CN2	CN4	85			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No15	No17	ABC	CN2	CN4	30			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No17	No18	CA	CN6	CN6	100	2T	AC	24,82	11,61	25,40	11,88	Mixta	0,00	
No15	No19	BC	CN6	CN6	100	2T	CB	7,36	3,44	4,23	1,98	Servicio	0,00	Frente a la Empresa de Seguridad y Protección
No14	No16	ABC	CN2-0	CN4	100	2T	AC	9,97	4,67	16,93	7,92	Residencial Invierno	0,00	
No16	No20	ABC	CN2-0	CN4	30			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No20	No21	ABC	CN2-0	CN4	12			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No21	No22	ABC	CN2	CN4	100	2T	BC	20,80	9,76	25,40	11,88	Servicio	0,00	
No21	No23	ABC	A150	CN4	60			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No23	No24	C	A70	CN4	35	1T	C	19,55	9,14	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No23	No25	ABC	A150	CN4	40	2T	CA	25,29	11,83	13,70	6,41	Residencial Invierno	0,00	
No25	No26	ABC	A150	CN4	120			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No26	No27	ABC	A150	CN4	50	1T	C	19,55	9,14	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No27	No28	ABC	A150	CN4	25			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Unión -Esquina Martí
No28	No31	ABC	A150	CN4	25	2T	AB	23,12	10,82	12,69	5,95	Residencial Invierno	0,00	
No31	No36	ABC	A150	CN4	70			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Unión -Esquina Independencia
No36	No37	ABC	A150	CN4	40	2T	BA	10,50	4,93	13,70	6,41	Residencial Invierno	0,00	
No37	No43	ABC	A150	CN4	100	1T	B	24,43	11,45	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No43	No44	ABC	A150	CN4	30			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Unión -Esquina Buen Viaje
No44	No45	ABC	A150	CN4	20			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No45	No46	ABC	CN2	CN4	40			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Unión -Esquina Gloria
No46	No61	ABC	CN2	CN4	50	1T	C	39,10	18,29	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No61	No70	ABC	CN2	CN4	100			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Unión -Esquina San Cristóbal
No70	No101	ABC	CN2	CN4	30	1T	B	12,21	5,73	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No101	No71	ABC	CN2	CN4	25			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Unión -Esquina Candelaria
No71	No102	ABC	CN2	CN4	90			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Unión -Esquina San Miguel
No102	No105	ABC	CN2	CN2	300	2T	AC	5,94	2,78	3,39	1,58	Mixta	0,00	
No102	No106	ABC	CN4	CN6	85	3T	BAC	12,21	5,73	30,53	14,32	Servicio	0,00	
No106	No107	ABC	CN4	CN6	0	2T	AC	42,89	20,07	16,93	7,92	Residencial Invierno	0,00	
No71	No103	AB	CN2	CN6	100	2T	BA	4,42	2,08	13,70	6,41	Servicio	0,00	
No71	No104	AB	CN2	CN4	40	2T	BA	10,73	5,05	45,67	21,37	Residencial Invierno	0,00	
No70	No72	ABC	CN2	CN6	90			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No72	No74	A	CN2	CN4	15			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No74	No77	A	A35	CN6	50	1T	A	19,78	9,25	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No77	No78	A	A35	CN6	20			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	

ANEXOS

No78	No79	A	CN2	CN6	20	1T	A	26,37	12,34	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No72	No75	B	CN4	CN6	100	1T	B	24,43	11,45	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No72	No76	B	CN4	CN6	40	1T	B	18,32	8,59	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No70	No73	ABC	CN2	CN4	120	1T	C	9,78	4,57	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No73	No80	ABC	CN2	CN4	130	2T	AC	22,43	10,50	6,77	3,17	Mixta	0,00	
No80	No81	ABC	CN2	CN4	20			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No81	No82	ABC	CN2	CN4	15	1T	C	14,66	6,86	0,00	0,00	TRD	0,00	
No82	No85	ABC	CN2	CN4	10	3T	BAC	12,21	5,73	48,85	22,91	Servicio	0,00	
No85	No84	ABC	CN2	CN4	20			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle San Cristóbal- Esquina Colón
No84	No86	ABC	CN2	CN4	50	1T	B	12,21	5,73	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No86	No88	ABC	CN2	CN4	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Colón -Esquina Candelaria
No88	No89	ABC	CN2	CN4	40	1T	C	9,78	4,57	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No89	No93	ABC	CN2	CN4	20			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Colón- Esquina San Miguel
No93	No94	ABC	CN2	CN6	50	1T	B	24,43	11,45	0,00	0,00	Mixta	0,00	Calle San Miguel- Frente al Data Azúcar
No93	No95	ABC	CN2	CN6	30	2T	CB	27,04	12,63	21,15	9,92	Mixto_nuevo	0,00	
No93	No96	B	CN2	CN4	50	1T	B	24,43	11,45	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No96	No97	B	CN2	CN4	40	1T	B	12,21	5,73	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No88	No90	AB	CN6	CN4	100	2T	BA	1,11	0,52	22,84	10,68	Mixta	0,00	
No90	No92	AB	CN6	CN6	50	2T	AB	81,88	38,30	21,15	9,92	Mixta	0,00	
No88	No91	AB	CN6	CN4	80	2T	BA	10,22	4,82	68,51	32,05	Mixta3	0,00	
No84	No87	ABC	CN2	CN6	40	3T	BAC	12,21	5,73	30,53	14,32	Servicio	0,00	
No87	No98	ABC	CN6	CN6	40	2T	CB	21,03	9,82	31,73	14,88	Mixta	0,00	
No87	No99	ABC	CN6	CN6	30	3T	BAC	12,21	5,73	48,85	22,91	TRD	0,00	
No99	No100	ABC	CN0	CN6	40	TT	ABC	0,00	0,00	74,75	35,00	Mixta3	0,00	
No81	No83	ABC	CN0	CN4	85	3T	CAB	9,78	4,57	97,75	45,72	Servicio3	0,00	
No46	No62	CA	CN4	CN4	40			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No62	No64	C	A70	CN4	100	1T	C	19,55	9,14	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No46	No63	CA	CN4	CN4	30	1T	C	5,87	2,74	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No63	No65	CA	CN4	CN4	50	1T	A	26,37	12,34	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	Calle Gloria- Esquina Maceo
No65	No66	CA	CN4	CN6	80	2T	AC	16,54	7,74	16,93	7,92	Residencial Invierno	0,00	
No66	No69	CA	CN4	CN6	50	2T	CA	23,55	11,01	22,84	10,68	Mixta	0,00	
No65	No67	CA	CN4	CN4	50	1T	C	19,55	9,14	0,00	0,00	Mixta	0,00	
No67	No68	C	A70	CN4	50	1T	C	14,66	6,86	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No44	No47	ABC	CN6	CN6	25			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No47	No49	ABC	A150	A50	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No49	No52	ABC	A150	A50	60	2T	BC	76,62	35,93	16,93	7,92	Mixta	0,00	
No52	No54	ABC	A150	A50	10			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No54	No50	ABC	A150	A50	30	1T	C	9,78	4,57	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No50	No51	ABC	A150	CN6	230			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Frente al Mercado de Buen Viaje
No51	No56	ABC	A150	CN6	110	2T	AC	3,51	1,64	16,93	7,92	Servicio	0,00	
No51	No57	ABC	CN2	CN2	100	2T	AC	1,40	0,66	6,77	3,17	Servicio	0,00	
No54	No55	C	CN4	A50	150	1T	C	19,55	9,14	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No49	No53	ABC	CN6	CN6	40	3T	BAC	12,21	5,73	48,85	22,91	Servicio	0,00	
No44	No48	ABC	CN6	CN6	25	1T	B	24,43	11,45	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	

ANEXOS

No48	No58	BC	CN6	CN6	50	1T	C	9,78	4,57	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No58	No59	BC	CN6	CN6	100	2T	BC	22,51	10,56	6,77	3,17	Residencial Invierno	0,00	
No59	No60	BC	CN6	CN6	50	1T	C	9,78	4,57	0,00	0,00	Mixta	0,00	
No36	No39	ABC	A70	CN4	100	1T	C	5,87	2,74	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No39	No40	ABC	A70	CN4	30	2T	BA	9,60	4,50	4,57	2,14	Servicio	0,00	
No40	No41	ABC	A70	CN4	20	2T	AC	24,40	11,42	3,39	1,58	Residencial Invierno	0,00	
No36	No38	ABC	A70	CN4	30	1T	C	14,66	6,86	0,00	0,00	Mixta	0,00	
No38	No42	ABC	A70	CN4	50	TT	ABC	0,00	0,00	74,75	35,00	Servicio-2	0,00	Calle Independencia- Esquina Maceo
No28	No32	ABC	CN6	CN6	30	1T	A	26,37	12,34	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No32	No33	ABC	CN6	CN6	70			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No33	No34	CA	CN6	CN6	60	2T	AC	11,69	5,47	25,40	11,88	Mixto_nuevo	0,00	
No33	No35	AB	CN6	CN6	115	1T	B	12,21	5,73	0,00	0,00	Servicio	0,00	
No26	No29	B	A70	CN4	10	1T	B	12,21	5,73	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	Calle Unión- Esquina J. Jover
No26	No30	B	A70	CN4	10	1T	B	12,21	5,73	0,00	0,00	Mixta	0,00	
No4	No7	AB	CN4	CN4	50	1T	A	26,37	12,34	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	Esquina Parque de los Mártires- Calle Maceo
No7	No6	AB	CN4	CN4	90			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No6	No8	AB	CN4	CN4	50	2T	BA	35,80	16,80	22,84	10,68	Mixto_nuevo	0,00	
No8	No10	AB	CN4	CN6	120			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Maceo- Esquina J. Jover
No10	No11	A	CN4	CN4	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No11	No12	A	CN4	CN6	25	1T	A	13,18	6,17	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No10	No13	A	A70	CN4	15	1T	A	26,37	12,34	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No6	No9	B	A70	CN4	40	1T	B	24,43	11,45	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	

Anexo III: Base de datos para el circuito 32

N1	N2	Fases	Cfase	Cneutro	Long	Tcarga	Fases	P1	Q1	P3	Q3	graph	Qc	Dirección de los nodos fundamentales
No1	No2	ABC	A70	A35	100	1T	B	6,09	2,75	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	Salida de la SUB
No2	No3	ABC	A70	A35	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Carretera de Manicaragua-Entrada a la Torre de TV
No3	No4	ABC	A50	A35	210	1T	A	13,94	6,28	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No4	No7	ABC	A35	A35	280			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No7	No8	ABC	A35	A35	70	1T	C	3,84	1,73	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No8	No10	ABC	CN2	A35	250	3T	BAC	16,95	7,64	169,54	76,45	Residencial-2	0,00	Torre de TV
No7	No9	BC	A50	A50	1000	2T	CB	1,44	0,65	26,38	11,89	Mixta	0,00	Vertedero
No3	No5	ABC	A70	A35	170			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No5	No13	ABC	A70	A35	100	1T	B	6,09	2,75	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No13	No12	ABC	A70	A35	230			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No12	No14	ABC	A70	CN6	140			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Carretera de Manicaragua frente al Punto de Control
No14	No15	ABC	A70	A35	100	1T	A	27,88	12,57	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No15	No20	ABC	A70	A35	60	1T	B	10,15	4,58	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No20	No21	ABC	A70	A35	100	1T	B	20,30	9,16	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No21	No23	ABC	A70	A35	80			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Carretera a Manicaragua - Esquina Calle 4
No23	No22	ABC	A70	A35	90			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Carretera a Manicaragua frente a la Escuela de la Defensa
No22	No29	ABC	A70	A35	80			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Carretera a Manicaragua - Esquina Calle 2

ANEXOS

No29	No46	ABC	A70	CN6	100			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No46	No35	ABC	A70	CN6	50	1T	C	19,19	8,64	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No35	No45	ABC	A70	CN6	15			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No45	No48	ABC	A70	A70	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No48	No54	ABC	A70	A70	40	1T	C	9,59	4,32	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No54	No53	ABC	A70	A70	40	1T	B	15,23	6,87	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	Carretera a Manicaragua y Circunvalación
No48	No55	C	A70	A35	50	1T	C	19,19	8,64	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No45	No51	A	A70	A35	100	1T	A	20,91	9,43	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	Carretera a Manicaragua - Esquina Calle 1
No51	No49	A	A70	A35	70	1T	A	27,88	12,57	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No49	No52	A	A70	A35	60	1T	A	20,91	9,43	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No45	No50	C	A70	A35	40	1T	C	19,19	8,64	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No46	No47	C	CN4	A35	40	1T	C	19,19	8,64	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No29	No36	AB	A50	CN6	100	2T	AB	24,08	10,85	26,38	11,89	Mixto_nuevo	0,00	Calle 2 frente a la Base de Taxis
No36	No37	AB	A50	CN6	150	1T	B	20,30	9,16	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No37	No38	AB	A50	A50	50	1T	B	20,30	9,16	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No38	No40	AB	A50	A50	20			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No40	No39	AB	A50	A35	100	2T	BA	10,09	4,55	36,21	16,32	Mixto_nuevo	0,00	Calle 2 frente a la Base de Ómnibus Transmetro
No39	No41	AB	A50	A50	100			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No41	No43	AB	A50	A50	100	2T	BA	7,05	3,18	14,49	6,53	Mixto_nuevo	0,00	Frente a la Empresa de Comunales
No43	No44	AB	A50	A50	100	2T	AB	17,96	8,10	17,58	7,93	Mixto_nuevo	0,00	Frente a la Empresa de Cimex
No40	No42	A	A70	CN6	240	1T	A	27,88	12,57	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No22	No30	ABC	A50	CN4	110			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Dentro de la Escuela de Preparación para la Defensa
No30	No31	ABC	A35	A35	80			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No31	No33	ABC	A35	A35	40	3T	BAC	7,61	3,43	76,14	34,33	Mixta	0,00	
No31	No34	C	A70	A35	40	1T	C	14,39	6,48	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No30	No32	CA	A70	CN4	130	2T	AC	18,20	8,21	16,62	7,48	Residencial Invierno	0,00	
No23	No26	ABC	A70	A35	130			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No26	No24	ABC	A70	A35	30	1T	B	15,23	6,87	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No24	No28	B	A70	A35	120	1T	B	20,30	9,16	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	Calle 4- Esquina Calle D
No26	No25	ABC	A70	A35	10	3T	ABC	34,85	15,71	348,45	157,09	Mixta3	0,00	Calle 4- Talleres de Geocuba
No26	No27	A	A70	A35	55	1T	A	27,88	12,57	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	Calle 4 frente a los talleres de Geocuba
No14	No16	BC	CN6	CN6	200			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No16	No18	C	CN6	CN6	80	1T	C	5,76	2,59	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No14	No17	C	A50	A50	110	1T	C	14,39	6,48	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No17	No19	C	A50	A50	50	1T	C	14,39	6,48	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No3	No6	ABC	CN6	CN6	60	2T	CB	1,44	0,65	26,38	11,89	Mixta	0,00	Carretera de Manicaragua (Tenería)
No6	No11	CA	CN6	CN6	400	2T	AC	6,65	3,01	24,93	11,22	Mixta	0,00	Carretera de Manicaragua (Talleres del Estado Mayor de las FAR)

Anexo IV: Base de datos para el circuito 169

N1	N2	Fases	Cfase	Cneutro	Long	Tcarga	Fases	P1	Q1	P3	Q3	graph	Qc	Dirección de los nodos fundamentales
No0	No1	ABC	A150	A50	60			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Salida de la SUB
No1	No2	ABC	A150	A50	30			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No2	No3	ABC	A150	A50	380			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No3	No4	ABC	A150	A50	500			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Circunvalación - Esquina Roble
No4	No5	ABC	A150	A50	20			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No5	No34	ABC	A150	A50	30	1T	C	27,58	11,01	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No34	No36	ABC	A150	A50	100			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Roble - Esquina Rodrigo
No36	No40	ABC	A150	A50	150			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No40	No37	ABC	A150	A50	50	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No37	No38	ABC	A150	A50	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No38	No39	ABC	A150	A50	50	2T	CA	28,81	11,50	33,55	13,40	Residencial nuevo	0,00	
No39	No48	ABC	A150	A50	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Roble - Esquina Pastora
No48	No54	ABC	A150	A35	50	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No54	No49	ABC	A150	A35	100	1T	B	32,22	12,87	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No49	No55	ABC	A150	A35	30			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Roble- Esquina Serafín García
No55	No56	ABC	A150	A35	0			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No55	No58	A	A70	A70	70	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No58	No57	A	A70	A70	100	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No48	No50	A	A70	A70	40	1T	A	29,06	11,60	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No50	No51	A	A70	A70	40			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No51	No52	A	A70	A70	50	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No51	No53	A	A70	A70	100	1T	A	29,06	11,60	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No38	No47	C	A70	CN6	100	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No40	No44	C	A70	A70	120	1T	C	27,58	11,01	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No44	No45	C	A70	A70	150	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No45	No46	C	A70	A70	130	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No36	No41	A	A70	A70	90	1T	A	29,06	11,60	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No41	No42	A	A70	A70	80	1T	A	19,37	7,74	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No42	No43	A	A70	A70	100	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No5	No35	ABC	A150	A50	100			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Roble y Circunvalación
No35	No59	ABC	A150	A50	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Cuchilla 1(V-997) Entre la Calle Roble y la Calle Estradapalma
No59	No60	ABC	A150	A50	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Estradapalma y Circunvalación
No60	No62	ABC	A150	A50	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No62	No63	ABC	A150	A50	50	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No63	No64	ABC	A150	A50	40			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No64	No65	ABC	A150	A50	100			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Estradapalma - Esquina Salustiano Pedraza
No65	No69	AB	CN4	CN6	50	2T	BA	16,58	6,62	13,42	5,36	Residencial nuevo	0,00	
No69	No71	B	CN4	A50	200	1T	B	16,11	6,43	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	

ANEXOS

No65	No66	ABC	A150	A50	50	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No66	No84	ABC	A150	A50	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Estradapalma -Circulo Infantil
No84	No85	ABC	A150	A35	50	2T	CA	24,01	9,59	50,33	20,10	Mixto_nuevo	0,00	
No85	No86	ABC	A150	A35	120	2T	CB	21,20	8,47	11,16	4,46	Residencial nuevo	0,00	
No86	No87	ABC	A150	A35	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Estradapalma - Esquina Amparo
No87	No90	ABC	A150	A35	40	2T	CA	28,97	11,57	50,33	20,10	Residencial nuevo	0,00	
No90	No129	ABC	A150	A35	40			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No129	No130	ABC	A150	A35	100			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Estradapalma - Esquina San Pedro
No130	No132	ABC	A150	A35	45	1T	B	24,17	9,65	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No132	No133	ABC	A150	A35	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Estradapalma - Esquina Toscano
No133	No139	ABC	A150	A35	30	1T	B	32,22	12,87	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No139	No140	ABC	A150	A35	120			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Estradapalma - Esquina Ciclón
No140	No147	ABC	A150	A35	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Cuchilla 2(P-1903) Calle Estradapalma entre Ciclón y Rodolfo Balderas
No147	No171	ABC	A70	A35	20	1T	B	24,17	9,65	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No171	No172	ABC	A70	A35	40			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Estradapalma - Esquina Rodolfo Balderas
No172	No173	ABC	A70	A35	40	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No173	No186	ABC	A70	CN6	130			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Estradapalma - Esquina Alemán
No186	No174	ABC	A70	A70	40	1T	B	24,17	9,65	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No174	No191	ABC	A70	A70	100			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No191	No185	ABC	A70	A70	10	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No185	No188	ABC	A70	CN6	90			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No188	No189	ABC	A70	CN6	40	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No189	No190	ABC	A70	CN6	20			0,00	0,00	0,00	0,00		150,00	Calle Alemán entre Hospital y Alejandro Oms
No190	No194	ABC	A70	CN6	30			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No194	No195	ABC	A70	CN6	150	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No195	No196	ABC	A70	CN6	100	1T	C	27,58	11,01	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No196	No197	ABC	A70	CN6	80			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No197	No200	BC	A35	A50	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Alemán- Esquina Capitán Velazco
No200	No201	BC	A35	A50	45	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No201	No205	BC	A35	A50	40	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No205	No206	BC	A35	A50	25			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No206	No229	BC	A35	A50	100	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No229	No230	BC	A35	A50	50	1T	C	55,16	22,03	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No230	No231	BC	A35	A50	100			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No231	No233	BC	A35	A50	7			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No233	No234	BC	A35	A50	80	2T	CB	4,73	1,89	11,16	4,46	Residencial nuevo	0,00	
No233	No235	B	A35	A35	50	1T	B	32,22	12,87	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No235	No237	B	A35	A35	40			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Alemán- Esquina 4ta del Oeste
No237	No238	B	A35	A35	10			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	

ANEXOS

No238	No240	B	A35	A35	40	1T	B	24,17	9,65	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No240	No241	B	A35	A35	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No241	No242	B	A35	A35	20	1T	B	32,22	12,87	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No242	No246	B	A35	A35	20			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No246	No247	B	A70	A70	100			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No247	No254	B	A70	A70	50	1T	B	32,22	12,87	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No254	No249	B	A70	A70	80	1T	B	32,22	12,87	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No249	No255	B	A70	A70	15			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No255	No256	B	A70	A70	30	1T	B	24,17	9,65	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No255	No257	B	A70	A70	150	1T	B	32,22	12,87	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No247	No250	B	A70	A70	15	1T	B	32,22	12,87	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No250	No252	B	A70	A70	15			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No252	No251	B	A70	A70	100	1T	B	32,22	12,87	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No252	No253	B	A70	A70	50	1T	B	32,22	12,87	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No246	No248	B	A35	A35	15	1T	B	32,22	12,87	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No241	No243	B	CN6	A35	80	1T	B	32,22	12,87	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No243	No244	B	CN6	A35	100	1T	B	32,22	12,87	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No244	No245	B	CN6	A35	150	1T	B	32,22	12,87	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No237	No239	B	CN6	CN6	40	1T	B	32,22	12,87	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No231	No236	C	A35	A35	100	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No206	No232	BC	A70	A70	30	2T	CB	11,83	4,72	27,91	11,14	Residencial nuevo	0,00	
No201	No207	BC	A35	CN6	100			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No207	No208	BC	A35	CN6	50	1T	C	27,58	11,01	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No208	No226	BC	A35	CN6	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No226	No224	BC	A35	CN6	50	1T	B	48,33	19,30	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No224	No225	B	A70	A70	170	1T	B	24,17	9,65	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No226	No227	C	CN6	A35	25	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No227	No228	C	CN6	CN6	200	1T	C	27,58	11,01	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No207	No209	C	A70	CN6	100	1T	C	27,58	11,01	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No207	No210	C	A35	CN6	25	1T	C	27,58	11,01	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No210	No211	C	A35	CN6	50	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No211	No212	C	A35	CN6	30			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No212	No214	C	A35	CN6	100	1T	C	27,58	11,01	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No214	No213	C	A35	CN6	100	1T	C	27,58	11,01	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No212	No215	C	A35	A70	40	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No215	No216	C	A35	A70	30			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No216	No217	C	A35	A35	100			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No217	No220	C	A70	A35	50	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No220	No221	C	A70	A35	100	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No221	No222	C	A70	A35	150	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No222	No223	C	A70	A35	50	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No216	No218	C	A35	A70	7	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No216	No219	C	A70	A70	120	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	

ANEXOS

No197	No202	ABC	A70	CN6	50	2T	BC	14,48	5,78	31,85	12,72	Mixto_nuevo	0,00	
No202	No204	ABC	A70	CN6	150	3T	BCA	26,91	10,74	269,05	107,44	Mixto_nuevo	0,00	Cardiocentro
No197	No203	A	A70	A70	100	1T	A	29,06	11,60	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No194	No198	C	A50	A70	40	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No198	No199	C	A50	A70	20	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No188	No193	A	CN4	CN6	50	1T	A	29,06	11,60	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No191	No192	C	A50	A70	40	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No186	No187	ABC	A70	CN6	80	1T	B	32,22	12,87	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	Calle Estradapalma entre Alemán y Paseo de la Paz
No172	No175	BC	CN6	CN6	50	2T	CB	49,99	19,96	41,30	16,49	Residencial nuevo	0,00	
No175	No176	BC	CN6	CN6	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No176	No179	C	CN6	CN6	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No179	No181	C	CN6	CN6	50	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No181	No184	C	A70	A70	60	1T	C	11,03	4,41	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No179	No182	C	A70	A70	50	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No179	No183	C	A70	A70	50	1T	C	18,39	7,34	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No176	No180	B	A70	A70	40	1T	B	32,22	12,87	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No172	No177	A	CN4	CN6	110	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No177	No178	A	CN4	CN6	100	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No140	No148	A	CN6	CN6	100			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No148	No150	A	CN6	CN6	40	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No150	No151	A	CN6	CN6	100	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No148	No152	A	A70	A70	80	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No148	No153	A	A70	A70	50	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No140	No149	A	CN6	CN6	50	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No149	No154	A	CN6	CN6	150			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No154	No155	A	CN6	CN6	120			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No155	No162	A	CN6	CN6	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No162	No157	A	CN6	CN6	100	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No157	No158	A	CN6	CN6	100			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No158	No167	A	A70	A70	80	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No167	No170	A	A70	A70	50	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No157	No168	A	A35	CN6	50	1T	A	19,37	7,74	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No168	No169	A	A35	CN6	50	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No162	No163	A	CN6	CN6	40	1T	A	29,06	11,60	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No163	No164	A	A70	CN6	30			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No164	No165	A	A70	CN6	40	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No164	No166	A	A70	CN6	50	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No155	No159	A	CN4	CN6	50	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No159	No160	A	CN4	CN6	100	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No155	No161	A	CN4	CN4	50	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No154	No156	A	CN6	CN6	50	1T	A	29,06	11,60	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No133	No141	ABC	CN6	CN6	50	2T	CB	23,66	9,45	55,81	22,29	Mixto_nuevo	0,00	
No133	No142	A	CN6	CN6	100			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Estradapalma - Esquina Toscano
No142	No143	A	CN6	CN4	40	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	

ANEXOS

No142	No144	A	A70	A70	50	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No144	No145	A	A70	A70	20	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No142	No146	A	A70	A70	50	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No130	No134	ABC	A70	CN6	100	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No134	No135	ABC	A70	CN6	50	2T	BA	2,67	1,07	33,55	13,40	Mixto_nuevo	0,00	
No135	No136	B	A70	CN6	10			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No136	No137	B	A70	CN6	40	1T	B	32,22	12,87	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No136	No138	B	A70	CN6	30	1T	B	24,17	9,65	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No129	No131	C	A70	A70	20	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	Calle Estradapalma - Esquina Virtudes
No87	No91	BC	A50	A70	30	2T	BC	28,96	11,56	63,69	25,44	Residencial nuevo	0,00	
No91	No94	BC	A50	A70	20			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No94	No93	BC	A50	A70	20	2T	BC	21,72	8,67	47,77	19,08	Residencial nuevo	0,00	
No93	No95	BC	A50	A70	25			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No95	No99	BC	A50	A70	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No99	No97	C	A70	A70	40	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No95	No98	C	A70	A70	50	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No94	No96	BC	A70	A70	20	2T	CB	5,25	2,10	41,86	16,72	Residencial nuevo	0,00	
No87	No92	A	A50	A35	100	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	Calle Estradapalma - Esquina Amparo
No92	No100	A	A50	A35	30			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No100	No101	A	A50	CN6	40	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No101	No111	A	A50	CN6	20			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No111	No102	A	A50	CN6	100			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No102	No110	A	CN6	CN6	40	1T	A	19,37	7,74	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No110	No117	A	CN6	CN6	20			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No117	No114	A	CN6	A70	80			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No114	No116	A	CN6	A70	40	1T	A	29,06	11,60	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No114	No122	A	CN4	CN6	50	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No122	No124	A	CN4	CN6	40			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No124	No125	A	CN6	A35	30	1T	A	29,06	11,60	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No124	No126	A	CN6	CN6	15	1T	A	29,06	11,60	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No114	No123	A	CN4	CN6	100			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No123	No127	A	A70	A70	40	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No123	No128	A	CN4	CN6	50	1T	A	77,49	30,94	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No117	No118	A	A70	A70	40	1T	A	29,06	11,60	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No118	No120	A	A70	A70	20	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No117	No119	A	CN6	CN6	40	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No119	No121	A	A50	CN4	100	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No102	No113	A	A50	CN6	40	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No113	No115	A	A50	CN6	10	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No111	No112	A	A50	CN6	90	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No100	No103	A	A50	A70	30	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No103	No106	A	A50	A70	25			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No106	No104	A	A70	A70	40	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No104	No105	A	A70	A70	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	

ANEXOS

No105	No108	A	A70	A70	30	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No105	No109	A	A70	A70	40	1T	A	29,06	11,60	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No106	No107	A	A70	A70	90	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No84	No88	AB	A35	A35	35	1T	B	32,22	12,87	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No88	No89	AB	A35	A35	40	2T	BA	8,55	3,42	13,42	5,36	Residencial nuevo	0,00	
No65	No70	B	CN4	A35	100			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No70	No72	B	CN4	A35	40	1T	B	16,11	6,43	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No72	No75	B	CN4	A35	15			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No75	No76	B	CN6	A35	30			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No76	No79	B	CN6	A35	20			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No79	No81	B	CN6	A70	30	1T	B	32,22	12,87	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No81	No83	B	A70	A35	100	1T	B	32,22	12,87	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No79	No82	B	A70	A35	80	1T	B	16,11	6,43	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No76	No80	B	CN6	A35	20	1T	B	16,11	6,43	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No75	No77	B	CN4	A35	70	1T	B	24,17	9,65	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No75	No78	B	CN4	CN6	100	1T	B	24,17	9,65	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No70	No73	B	CN6	CN6	100	1T	B	24,17	9,65	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No70	No74	B	A35	A35	40	1T	B	24,17	9,65	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No64	No68	C	A50	CN6	50	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No62	No67	C	A50	A50	40	1T	C	27,58	11,01	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No35	No61	A	A35	A35	30	1T	A	38,74	15,47	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No4	No7	ABC	A50	A35	90	2T	BA	5,10	2,04	50,33	20,10	Residencial nuevo	0,00	Calle Roble - Esquina Calle A
No7	No8	ABC	A50	CN6	80	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No8	No9	ABC	A50	CN6	120	1T	B	32,22	12,87	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No9	No6	ABC	A50	CN6	250			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No6	No11	ABC	A50	CN6	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No11	No13	ABC	A50	A35	400			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No13	No15	B	A35	A35	50	1T	B	32,22	12,87	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No11	No14	C	A35	A35	200	1T	C	27,58	11,01	0,00	0,00	Mixto_nuevo	0,00	Calle Roble - Hacia el Saladero
No6	No12	BC	A35	A35	200	2T	CB	8,90	3,56	16,74	6,69	Mixto_nuevo	0,00	Calle Roble - Hacia el Taller de la ECOI-9
No9	No10	BC	A35	A35	60	1T	B	32,22	12,87	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	Calle Roble - Esquina Calle C
No10	No16	BC	A35	A35	70			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No16	No17	BC	A50	A50	50	1T	B	32,22	12,87	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No17	No19	BC	A50	A50	40	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No19	No20	BC	A50	A50	100			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No20	No21	BC	A50	A50	50	1T	B	16,11	6,43	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No21	No25	BC	A50	A35	30			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No25	No23	BC	A50	A35	50	1T	B	24,17	9,65	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No23	No24	BC	A35	A35	200			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No24	No28	BC	A35	A35	40	2T	CB	7,00	2,80	55,81	22,29	Mixto_nuevo	0,00	Circunvalación – Hacia la Agrupación No.9 del MICONS
No24	No29	C	CN4	A35	120			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	

ANEXOS

No29	No30	C	A70	A70	100			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No30	No32	C	A70	A70	100	1T	C	27,58	11,01	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No30	No33	C	A70	A70	100	1T	C	27,58	11,01	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No29	No31	C	A70	A70	200	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No25	No26	BC	A50	A50	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No26	No27	B	A35	A35	25	1T	B	32,22	12,87	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No20	No22	C	A70	A70	100	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No16	No18	C	A35	A35	40	1T	C	36,77	14,68	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	

Anexo V: Base de datos para el circuito 170

N1	N2	Fases	Cfase	Cneutro	Long	Tcarga	Fases	P1	Q1	P3	Q3	graph	Qc	Dirección de los nodos fundamentales
No1	No2	ABC	A150	A50	60			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Salida de la SUB
No2	No3	ABC	A150	A50	150			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No3	No4	ABC	A150	A50	400			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No4	No5	ABC	A150	A50	100			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No5	No7	ABC	A150	A50	150			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Circunvalación- Esquina Oquendo
No7	No8	ABC	A150	A50	80			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No8	No13	ABC	A150	A50	200			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Circunvalación- Esquina Oria
No13	No47	ABC	A150	A50	350			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Carretera al reparto José Martí
No47	No100	ABC	A150	A50	120	1T	A	16,56	6,05	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No100	No101	ABC	A150	A50	100			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No101	No102	ABC	A150	A50	100			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No102	No106	ABC	A150	A50	150			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Entrada del reparto José Martí
No106	No107	ABC	A70	A50	100			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Casa de los médicos (Edificio 19)
No107	No114	CA	A70	A50	50	1T	A	22,08	8,06	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No114	No115	CA	A70	A50	50	1T	A	22,08	8,06	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No115	No116	CA	A70	A50	100	1T	C	20,29	7,40	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No116	No117	CA	A70	A50	50	2T	AC	8,68	3,17	14,06	5,13	Residencial nuevo	0,00	
No117	No118	CA	A70	A50	100	1T	A	16,56	6,05	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No118	No119	CA	A70	A50	90	1T	A	22,08	8,06	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No106	No112	ABC	A35	A35	25			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle 7ma
No112	No120	ABC	A35	A35	50	1T	B	26,16	9,54	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No120	No121	ABC	A35	A35	100	1T	B	26,16	9,54	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No121	No124	C	A50	CN6	35	1T	C	27,05	9,87	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No121	No123	ABC	A35	A35	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No123	No125	ABC	A35	A35	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No125	No127	ABC	A35	A35	50	1T	C	13,53	4,93	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No127	No128	ABC	A35	A35	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle 7ma - Frente al edificio 12
No128	No130	ABC	A35	A35	50	1T	A	22,08	8,06	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No128	No131	AB	A50	A50	35	1T	A	11,04	4,03	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No125	No129	B	A35	A35	50	1T	B	19,62	7,16	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No123	No126	AB	A50	A35	50	1T	A	11,04	4,03	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	

ANEXOS

No112	No122	AB	A50	A35	100	1T	B	19,62	7,16	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No106	No113	ABC	A50	A35	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Viviendas de Copextel – Entre calle 5ta y calle 7ma
No113	No132	ABC	A50	A35	80	1T	B	26,16	9,54	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No132	No134	ABC	A50	A35	100	1T	A	22,08	8,06	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No134	No135	ABC	A50	A35	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No135	No136	ABC	A35	A35	50	1T	B	26,16	9,54	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No136	No138	ABC	A35	A35	25	3T	ABC	2,76	1,01	27,60	10,08	Mixto_nuevo	0,00	
No138	No139	ABC	A35	A35	40	1T	B	19,62	7,16	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No139	No140	ABC	A35	A35	50	1T	A	22,08	8,06	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No140	No141	B	A50	A35	50	1T	B	5,23	1,91	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No141	No142	B	A50	A35	40	1T	B	19,62	7,16	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No135	No137	ABC	A50	A35	150	1T	B	26,16	9,54	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	Calle 5ta
No137	No143	ABC	A50	A35	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No143	No144	ABC	A50	A35	40	2T	AC	19,93	7,28	23,43	8,55	Residencial nuevo	0,00	
No144	No148	ABC	A50	A35	50	1T	B	26,16	9,54	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No148	No149	ABC	A50	A35	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No149	No150	ABC	A50	A35	30	1T	B	26,16	9,54	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No150	No152	ABC	A50	A35	40			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle 5ta – Esquina Carretera a los Caneyes
No152	No153	ABC	A50	A35	100	1T	B	26,16	9,54	0,00	0,00	Residencial Invierno	0,00	
No153	No155	ABC	A50	A35	70			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No155	No156	ABC	A50	A35	40			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No156	No157	ABC	A50	A35	12			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No157	No159	ABC	A50	A35	20	1T	B	19,62	7,16	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No159	No161	ABC	A50	A35	40			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No161	No160	CA	A50	A35	70	1T	A	16,56	6,05	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No156	No158	ABC	A50	CN6	80	3T	CAB	10,14	3,70	101,45	37,00	Residencial nuevo	0,00	Edificio FOGSA
No152	No154	ABC	A50	A35	50	1T	B	26,16	9,54	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	Carretera a los Caneyes – entre calle 4ta y calle 5ta
No154	No162	ABC	A50	A35	20			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No162	No163	ABC	A50	A35	50	1T	B	13,08	4,77	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No163	No166	ABC	A50	A35	100	1T	C	13,53	4,93	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No166	No167	ABC	A50	A35	40			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Carretera a los Caneyes – Esquina calle 3ra
No167	No168	ABC	A50	A35	140			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No168	No185	ABC	A50	CN4	150			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No185	No187	AB	A50	CN6	10	2T	BA	13,13	4,79	11,48	4,19	Residencial nuevo	0,00	
No168	No186	ABC	A50	A35	80	1T	B	26,16	9,54	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No186	No188	ABC	A50	A35	100	1T	C	27,05	9,87	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No188	No189	ABC	A50	A35	40			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No189	No190	ABC	A50	A35	20			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No190	No192	ABC	A50	A35	30	1T	C	27,05	9,87	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	Calle 3ra – Entre Carretera a los Caneyes y Calle J
No192	No196	ABC	A50	A35	70			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No196	No198	CA	A50	A35	60	1T	C	27,05	9,87	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No198	No206	CA	A50	A35	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No206	No207	CA	A50	A35	100	1T	A	16,56	6,05	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	

ANEXOS

No207	No211	CA	A50	A35	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No211	No210	CA	A50	A35	7			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No210	No212	CA	A50	A35	7			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No212	No215	CA	A50	A35	20	1T	A	16,56	6,05	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No215	No216	CA	A50	A35	40			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No216	No217	CA	A50	A35	10	2T	CA	15,57	5,68	19,13	6,98	Residencial nuevo	0,00	
No217	No219	CA	A50	A35	50	1T	C	27,05	9,87	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No219	No218	CA	A50	A35	40			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No216	No220	CA	A50	A35	70	2T	CA	20,56	7,50	28,69	10,47	Residencial nuevo	0,00	
No216	No221	C	A50	A35	50	1T	C	27,05	9,87	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No221	No222	C	A50	A35	60			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No222	No223	C	A50	A35	60	1T	C	27,05	9,87	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No222	No224	C	A50	A35	90	1T	C	27,05	9,87	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No210	No213	CA	A50	A35	60	2T	AC	9,07	3,31	23,43	8,55	Residencial nuevo	0,00	
No210	No214	CA	A50	A35	100	1T	C	20,29	7,40	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No206	No208	CA	A50	A35	100	1T	A	22,08	8,06	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No206	No209	CA	A50	A35	50	2T	CA	20,93	7,64	38,25	13,96	Mixto_nuevo	0,00	
No196	No199	CA	A50	A35	10			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No199	No203	CA	A50	A35	20	2T	AC	8,68	3,17	14,06	5,13	Residencial nuevo	0,00	
No203	No204	CA	A50	A35	40			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No204	No205	CA	A50	A35	70	1T	C	13,53	4,93	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No196	No200	C	A50	A35	60	1T	C	27,05	9,87	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No200	No201	C	A50	A35	130	1T	C	27,05	9,87	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No201	No202	C	A50	A35	80	1T	C	20,29	7,40	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No192	No197	B	A70	A70	10	1T	B	26,16	9,54	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No190	No193	AB	A50	A35	50	1T	A	16,56	6,05	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No193	No194	AB	A50	A35	150	1T	A	16,56	6,05	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No194	No195	AB	A50	A35	100	1T	B	13,08	4,77	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No189	No191	ABC	A50	A35	20	1T	B	19,62	7,16	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No167	No169	ABC	A50	A35	60	2T	BC	15,45	5,64	23,43	8,55	Residencial nuevo	0,00	
No169	No170	ABC	A50	A35	100	1T	B	13,08	4,77	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No170	No171	ABC	A50	A35	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle 3ra – Esquina calle H
No171	No172	A	A70	A70	100	1T	A	33,13	12,09	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No171	No173	AB	A50	A35	40	1T	B	7,85	2,86	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No173	No176	AB	A50	A35	70	2T	BA	6,65	2,42	11,48	4,19	Residencial nuevo	0,00	
No176	No175	AB	A50	A35	100	2T	BA	8,94	3,26	19,13	6,98	Residencial nuevo	0,00	
No175	No177	AB	A50	A35	30			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No177	No178	A	A70	A70	100	1T	A	16,56	6,05	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No171	No174	ABC	A50	A35	60	1T	B	26,16	9,54	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No174	No179	ABC	A50	A35	40	1T	A	22,08	8,06	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No179	No180	ABC	A50	A35	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle H – Esquina calle 4ta
No180	No181	ABC	A50	CN6	100			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No181	No183	ABC	A50	CN6	30	3T	ABC	5,52	2,02	55,21	20,15	Residencial nuevo	0,00	
No181	No184	C	A50	A35	80	1T	C	40,58	14,80	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	

ANEXOS

No180	No182	AB	A50	A35	30	1T	B	26,16	9,54	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No162	No165	C	A70	A70	25	1T	C	20,29	7,40	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No154	No164	AB	A70	A70	25	1T	B	19,62	7,16	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No149	No151	C	A50	A35	40	1T	C	27,05	9,87	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No143	No145	A	A50	A35	20	1T	A	22,08	8,06	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No143	No146	CA	A50	A35	120	1T	A	22,08	8,06	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No146	No147	CA	A50	A35	70	2T	AC	11,27	4,11	9,37	3,42	Residencial nuevo	0,00	
No113	No133	B	A70	A50	50	1T	B	52,31	19,08	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No102	No108	CA	CN4	CN4	15	1T	C	27,05	9,87	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No108	No109	CA	CN4	CN4	100			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No109	No110	A	CN4	CN4	50	1T	A	22,08	8,06	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No110	No111	A	A70	A70	25	1T	A	16,56	6,05	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No101	No103	B	A35	A35	70	1T	B	13,08	4,77	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No103	No104	B	A35	A35	50	1T	B	13,08	4,77	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No104	No105	B	A70	A70	40	1T	B	26,16	9,54	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No13	No48	ABC	A150	A35	40			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Oria – Esquina Circunvalación
No48	No49	ABC	A150	A35	140	2T	AC	24,42	8,92	35,14	12,82	Residencial nuevo	0,00	
No49	No53	ABC	A150	A35	70			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Oria – Esquina Callejón del Salado
No53	No54	ABC	A150	CN6	90	1T	B	26,16	9,54	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No54	No57	ABC	A150	A35	100	1T	B	26,16	9,54	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No57	No58	ABC	A150	A35	20			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No58	No59	ABC	A150	CN6	90			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Oria – Esquina Águila
No59	No60	ABC	A150	CN6	50	1T	B	26,16	9,54	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No60	No64	ABC	A150	CN6	40			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Oria – Esquina Independencia
No64	No65	ABC	A150	CN6	7			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Oria (Frente al Taller el Vaquerito)
No65	No77	ABC	A150	CN6	40	2T	CB	8,44	3,08	33,98	12,39	Residencial nuevo	0,00	
No77	No78	ABC	A150	CN6	150			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Oria y Carretera Central
No78	No81	ABC	A35	A35	170	1T	A	4,42	1,61	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No81	No88	ABC	A35	A35	50	2T	CA	16,78	6,12	11,48	4,19	Residencial nuevo	0,00	
No88	No90	ABC	A35	A35	150			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No90	No91	ABC	A35	A35	25	2T	AC	5,39	1,96	35,14	12,82	Residencial nuevo	0,00	Carretera Central y Rotonda de la Riviera
No91	No93	ABC	A35	A35	100	2T	CB	3,16	1,15	33,98	12,39	Residencial nuevo	0,00	
No93	No94	ABC	CN6	CN6	100			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No94	No95	ABC	A50	CN6	70	3T	CAB	6,76	2,47	67,63	24,67	Residencial nuevo	0,00	12 Plantas de la Riviera
No95	No96	ABC	A50	CN6	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No96	No97	ABC	A70	CN6	30	2T	CA	20,93	7,64	38,25	13,96	Residencial nuevo	0,00	
No96	No98	CA	A50	A35	100	2T	AC	5,78	2,11	9,37	3,42	Residencial nuevo	0,00	
No98	No99	CA	A50	A35	100	2T	AC	27,80	10,15	9,37	3,42	Residencial nuevo	0,00	
No90	No92	BC	A50	A35	100	2T	BC	20,61	7,52	23,43	8,55	Residencial nuevo	0,00	
No78	No82	ABC	A70	A35	250			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No82	No83	ABC	A70	A35	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Calixto García (Fábrica de Antenas)
No83	No84	ABC	A70	A35	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No84	No87	ABC	A70	A35	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	

ANEXOS

No84	No89	ABC	A70	A70	25	3T	CBA	5,07	1,85	50,72	18,50	Mixto_nuevo	0,00	
No83	No86	ABC	A70	A70	25	3T	BAC	26,16	9,54	65,39	23,85	Industrial_1	0,00	
No82	No85	C	A70	A70	25	1T	C	13,53	4,93	0,00	0,00	Mixto_nuevo	0,00	Calle Calixto García y Carretera Central
No65	No79	ABC	A70	A70	20	3T	CAB	10,14	3,70	101,45	37,00	Industrial_1	0,00	
No79	No80	ABC	A70	A70	1	2T	CA	31,40	11,46	57,38	20,94	Mixto_nuevo	0,00	
No64	No66	CA	A70	A50	100	1T	A	22,08	8,06	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	Calle Oria – Esquina Independencia
No66	No67	CA	A70	A50	150	2T	CA	23,32	8,51	11,48	4,19	Residencial nuevo	0,00	
No67	No68	CA	A70	A50	100			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No68	No69	CA	A70	A50	30	1T	C	13,53	4,93	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No69	No76	CA	A70	A50	40	2T	AC	38,84	14,18	9,37	3,42	Residencial nuevo	0,00	
No68	No70	CA	A70	CN6	120	2T	AC	9,07	3,31	23,43	8,55	Residencial nuevo	0,00	
No68	No71	CA	A70	A35	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No71	No72	A	A70	A35	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No72	No74	A	A70	A35	40	1T	A	22,08	8,06	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No72	No75	A	A70	A35	20	1T	A	16,56	6,05	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No71	No73	C	A70	A35	50	1T	C	27,05	9,87	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No59	No63	A	A70	A35	50	1T	A	22,08	8,06	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	Calle Oria- Esquina Calle Águila
No63	No62	A	A70	A35	150	1T	A	22,08	8,06	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No58	No61	A	A70	A70	150	1T	A	16,56	6,05	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No53	No55	C	A70	A70	150	1T	C	27,05	9,87	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No53	No56	A	A70	A70	100	1T	A	22,08	8,06	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No48	No50	ABC	A70	A35	50	1T	C	20,29	7,40	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No50	No51	ABC	A70	A35	70	1T	A	16,56	6,05	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No51	No52	ABC	A70	A35	50	1T	B	19,62	7,16	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No7	No9	ABC	A150	A35	60			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Hacia la Escuela de Trabajadores Sociales
No9	No11	ABC	A35	A35	160	3T	CAB	27,05	9,87	108,21	39,47	Residencial nuevo	0,00	
No7	No10	ABC	A150	A35	20	1T	C	13,53	4,93	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No10	No12	ABC	A150	A35	80	2T	CB	7,76	2,83	22,65	8,26	Residencial nuevo	0,00	
No12	No14	ABC	A150	A35	60			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Oquendo – Esquina calle A
No14	No15	ABC	A150	A35	100			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No15	No16	ABC	A150	A35	10	2T	CB	19,40	7,08	13,59	4,96	Residencial nuevo	0,00	
No16	No17	ABC	A150	A35	270	2T	BC	20,99	7,66	35,14	12,82	Residencial nuevo	0,00	
No17	No32	ABC	A150	A35	100			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	Calle Oquendo – Esquina Ateneo
No32	No33	ABC	A150	A35	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No33	No42	ABC	A150	A35	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No42	No44	ABC	A150	A35	50	3T	CAB	6,76	2,47	67,63	24,67	Mixto_nuevo	0,00	Calle Oquendo (Terminal Provincial de Ómnibus)
No44	No46	ABC	A150	A35	10	1T	A	16,56	6,05	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No42	No45	BC	A35	A35	60	2T	BC	21,97	8,01	14,06	5,13	Residencial nuevo	0,00	
No33	No43	CA	A50	CN4	10	2T	CA	21,59	7,88	19,13	6,98	Residencial nuevo	0,00	
No32	No34	C	A35	CN4	100			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No34	No35	C	A35	A35	50	1T	C	27,05	9,87	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No34	No36	C	A35	A35	50	1T	C	27,05	9,87	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	

ANEXOS

No32	No37	C	A35	CN4	100			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No37	No38	C	A35	A35	50	1T	C	54,11	19,74	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No37	No39	C	A35	CN6	50	1T	C	27,05	9,87	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No39	No40	C	A35	A35	150	1T	C	27,05	9,87	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No40	No41	C	A35	A35	50	1T	C	27,05	9,87	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No15	No31	A	A70	A70	80	1T	A	16,56	6,05	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	Calle Oquendo – Esquina calle A
No14	No18	ABC	A50	CN4	50	2T	AB	8,38	3,06	13,59	4,96	Residencial nuevo	0,00	
No18	No19	ABC	A50	CN4	120			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No19	No22	A	A35	A35	80	1T	A	22,08	8,06	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No14	No20	AB	A35	A35	130	1T	B	26,16	9,54	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No20	No21	AB	A35	A35	50	2T	AB	37,06	13,53	22,65	8,26	Residencial nuevo	0,00	
No21	No23	AB	A35	A35	40	2T	BA	4,44	1,61	28,69	10,47	Mixto_nuevo	0,00	
No21	No28	AB	A35	A35	60	1T	B	26,16	9,54	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No28	No24	AB	A35	A35	10			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No24	No25	AB	A35	A35	100	2T	AB	12,72	4,65	22,65	8,26	Residencial nuevo	0,00	
No24	No26	AB	A35	A35	50			0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	
No26	No27	AB	A35	A35	50	2T	AB	26,57	9,70	22,65	8,26	Residencial nuevo	0,00	
No26	No29	A	A35	A35	80	1T	A	22,08	8,06	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No29	No30	A	A35	A35	50	1T	A	44,17	16,12	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	
No3	No6	A	A70	CN6	50	1T	A	22,08	8,06	0,00	0,00	Residencial nuevo	0,00	Circunvalación- Entre la SUB y la entrada a los Caneyes