

**UCLV**  
Universidad Central  
"Marta Abreu" de Las Villas



**FIE**  
Facultad de  
Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética

## **TRABAJO DE DIPLOMA**

Título: Propuesta de balanceo de los circuitos de distribución  
primaria 116 y 118 de Sancti Spíritus

Autor: Claudia Morejón Orellana

Tutor: M.Sc. Reinier Herrera Casanova

Santa Clara, septiembre del 2020  
Copyright©UCLV

**UCLV**  
Universidad Central  
"Marta Abreu" de Las Villas



**FIE**  
Facultad de  
Ingeniería Eléctrica

Electroenergetic Department

## TRABAJO DE DIPLOMA

Title: Proposal of balancing of the primary distribution circuits 116 and 118 of Sancti Spiritus

Author: Claudia Morejón Orellana

Thesis Director: M.Sc. Reinier Herrera Casanova

Santa Clara, september 2020  
Copyright©UCLV

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

Se autoriza su utilización bajo la licencia siguiente:

**Atribución- No Comercial- Compartir Igual**



Para cualquier información contacte con:

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

Teléfonos.: +53 01 42281503-1419

## **PENSAMIENTO**

La universidad es un mundo aparte, una burbuja de tiempo que te separa de todo lo que ha ocurrido antes y todo lo que vendrá después.

Mhairi McFarlane

## **DEDICATORIA**

A mis padres quienes me dieron vida, educación, apoyo y consejos.

A mis abuelos Emma y Carlos por ser los mejores y amarme como nadie.

A mi hermanito Alain, porque quisiera que esta tesis le sirva de motivación para sus decisiones futuras.

A nuestro flaco Luis Antonio, mi amigo que partió empezando este difícil camino, y que hoy no nos acompaña físicamente, pero está presente en cada palabra de este trabajo.

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios por dejarme vivir este gran momento y cumplir mi mayor sueño.

A mis padres y abuelos por todo el amor que me han dado siempre.

A mi tutor M.Sc. Reinier Herrera Casanova, por su paciencia, entrega, apoyo incondicional y amor por su carrera y alumnos.

A mi novio y amigo José Raúl por su dedicación y ayuda siempre que la necesité.

A la mulatísima Alina, esa profe que llegó para convertirse en familia.

A Idalmi que a pesar de sus problemas siempre estuvo apoyándome en los momentos más duros.

A mi flaqui, mi amiga, mi hermana por ser mi apoyo en cada momento.

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

A mis Eléctricos, mis hermanos del alma y de miles de batallas, sin ustedes creo que no estaría aquí, desde el primer día me dieron fuerzas para continuar y siempre estuvieron a mi lado. Nunca tendré palabras para expresar lo que siento por ustedes y lo agradecida que estoy porque hayan formado parte de esta maravillosa aventura de cinco años, aún no creo que este sea el fin.

## 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 dos circuitos de distribución primaria de la ciudad de Sancti Spíritus mostrando resultados satisfactorios.

**Palabras Clave:** circuitos de distribución primaria, desbalance, NSGA-II, pérdidas de energía, reconexiones.

# ÍNDICE

|                                                                                                                  |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| INTRODUCCIÓN.....                                                                                                | 1  |
| CAPÍTULO 1. DESBALANCE EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA .....                                               | 4  |
| 1.1 Balanceo de redes de distribución primaria .....                                                             | 4  |
| 1.2 Definiciones de desbalance .....                                                                             | 6  |
| 1.2.1 Definición de la NEMA.....                                                                                 | 7  |
| 1.3 Normas referentes al grado de desbalance .....                                                               | 7  |
| 1.4 Principales causas y efectos del desbalance.....                                                             | 8  |
| 1.4.1 Efectos sobre la protección.....                                                                           | 9  |
| 1.5 Características fundamentales de las redes de distribución en Cuba .....                                     | 9  |
| 1.6 Situación actual del desbalance en Sancti Spíritus .....                                                     | 10 |
| 1.7 Conclusiones Parciales .....                                                                                 | 12 |
| CAPÍTULO 2. PROGRAMAS COMPUTACIONALES UTILIZADOS PARA EL BALANCEO DE<br>CIRCUITOS DE DISTRIBUCION PRIMARIA ..... | 13 |
| 2.1 Introducción .....                                                                                           | 13 |
| 2.2 Formulación del problema.....                                                                                | 14 |
| 2.2.1 Variables independientes .....                                                                             | 14 |
| 2.2.2 Funciones objetivo.....                                                                                    | 17 |
| 2.2.3 Métodos de optimización.....                                                                               | 19 |
| 2.3 Programa de balanceo .....                                                                                   | 20 |
| 2.3.1 Red eléctrica.....                                                                                         | 20 |
| 2.3.2 Corrientes de desequilibrio máximo .....                                                                   | 21 |
| 2.3.3 Pérdidas de energía.....                                                                                   | 22 |
| 2.4 Utilización del balanceo .....                                                                               | 22 |
| 2.4.1 Datos de la red eléctrica.....                                                                             | 23 |
| 2.4.2 Datos generales y de control de optimización .....                                                         | 23 |

|                                                                       |                                                        |    |
|-----------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|----|
| 2.4.3                                                                 | Funciones de corriente de neutro .....                 | 24 |
| 2.4.4                                                                 | Optimizador NSGA-II .....                              | 24 |
| 2.4.5                                                                 | Visor de soluciones .....                              | 25 |
| 2.4.5.1                                                               | Funciones objetivo por variantes .....                 | 25 |
| 2.4.5.2                                                               | Tabla de variantes notables .....                      | 26 |
| 2.4.5.3                                                               | Tabla de cambios propuestos .....                      | 26 |
| 2.5                                                                   | Procedimiento de estimación de cargas .....            | 26 |
| 2.5.1                                                                 | Ajuste de las cargas .....                             | 28 |
| 2.6                                                                   | Conclusiones parciales.....                            | 29 |
| CAPÍTULO 3. RESULTADOS DEL BALANCEO DE LOS CIRCUITOS DE ESTUDIO ..... |                                                        | 30 |
| 3.1                                                                   | Introducción .....                                     | 30 |
| 3.2                                                                   | Análisis del Circuito 116 .....                        | 31 |
| 3.2.1                                                                 | Estimación de cargas y balanceo del circuito 116 ..... | 34 |
| 3.3                                                                   | Análisis del Circuito 118 .....                        | 38 |
| 3.3.1                                                                 | Estimación de cargas y balanceo del circuito 118 ..... | 41 |
| 3.4                                                                   | Análisis de los resultados obtenidos .....             | 45 |
| 3.5                                                                   | Conclusiones parciales.....                            | 45 |
| CONCLUSIONES.....                                                     |                                                        | 46 |
| RECOMENDACIONES .....                                                 |                                                        | 47 |
| BIBLIOGRAFÍA .....                                                    |                                                        | 48 |
| ANEXOS .....                                                          |                                                        | 50 |
| Anexo I: Planos actualizados de los circuitos .....                   |                                                        | 50 |
| Anexo II: Base de datos para el circuito 116.....                     |                                                        | 51 |
| Anexo III: Base de datos para el circuito 118 .....                   |                                                        | 58 |

## INTRODUCCIÓN

El Sistema Electroenergético Nacional (SEN) es el encargado de brindar el suministro de energía eléctrica a los consumidores de forma continua dentro de los parámetros de calidad establecidos. El SEN está compuesto de cuatro subsistemas o partes fundamentales: generación, transmisión, subtransmisión y distribución, esta última a su vez se divide en distribución primaria y distribución secundaria y es la parte del sistema más afectada por los desbalances de carga. El desbalance de estos circuitos influye negativamente en varios aspectos dentro de los cuales se puede citar: las pérdidas de potencia activa, las pérdidas de energía, las caídas de voltajes, el mal funcionamiento de las protecciones, entre otras.

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 [1].

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 voltaje 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 [2].

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

El balance de las redes de distribución primaria se puede considerar como un problema muy actual y se relaciona fundamentalmente con la necesidad del ahorro de energía y la mejora de la calidad del servicio eléctrico. En varios de los circuitos de Sancti Spíritus, se aprecian grandes porcentajes de desbalance, esto provoca un incremento de las pérdidas de energía en el circuito de distribución primaria y contribuye al desbalance de los voltajes en los distintos nodos. Además, aparece la circulación de una elevada corriente por el conductor neutro en condiciones normales de operación que complica la detección de las fallas a tierra a partir de protecciones de sobrecorriente de neutro lo que conlleva a la desconexión de este tipo de protección. Por tanto, se plantea como problema de investigación: ¿Cómo lograr el balanceo efectivo de los circuitos de distribución primaria 116 y 118 de Sancti Spíritus?

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

- ✓ Proponer acciones para balancear los circuitos de distribución primaria 116 y 118 de Sancti Spíritus, mediante el uso del radial y de un programa computacional probado que permite realizar el balanceo por el algoritmo NSGA-II (algoritmo genético de ordenamiento no dominado).

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

1. Analizar el problema del desbalance en los circuitos de distribución primaria.
2. Obtener los datos necesarios mediante el celaje de los circuitos de estudio.
3. Realizar la estimación y el ajuste de las cargas.
4. Aplicar el programa de balanceo a varios circuitos y seleccionar las variantes más adecuadas.

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

1. Realización de una búsqueda bibliográfica sobre el desbalance en las redes de distribución primaria.
2. Ejecución del celaje de los circuitos para la actualización de las bases de datos.

3. Recopilación de las mediciones totales de los circuitos, recogidas por los dispositivos de protección.
4. Simulación de los circuitos en el software RADIAL.
5. Realización del proceso de estimación y ajuste de las cargas.
6. Aplicación del programa de balanceo a los circuitos.
7. Selección de las mejores variantes para su aplicación.

El informe de la investigación se estructura de la siguiente manera:

Capítulo 1: Desbalance en las redes de distribución primaria.

Capítulo 2: Programas computacionales utilizados para el balanceo de circuitos de distribución primaria.

Capítulo 3: Resultados del balanceo de los circuitos de estudio.

.

# **CAPÍTULO 1. DESBALANCE EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA**

El balance de las redes de distribución primaria es un aspecto de suma importancia para el correcto funcionamiento de un sistema eléctrico, por lo que su análisis y estudio resulta de gran interés. 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 Balanceo de redes de distribución primaria**

Los sistemas de distribución de media tensión están compuestos por una sección de tres fases y neutro que puede extenderse mediante varias secciones ramales de dos fases y neutro o de una fase y neutro. Las cargas monofásicas se suministran mediante transformadores monofásicos conectados entre fase y neutro, mientras que las cargas mixtas trifásicas y monofásicas son suministradas por bancos de tres transformadores o por bancos de dos transformadores. Estas asimetrías son la fuente del desequilibrio de las corrientes de fase a través de toda la extensión de estos circuitos [1].

Si existe un desequilibrio excesivo de las corrientes de fase en funcionamiento normal, la corriente de desequilibrio puede interpretarse como una corriente de falla a tierra por las protecciones correspondientes. Se pueden colocar varios interruptores en diferentes secciones del circuito, así como en las interconexiones entre diferentes circuitos. Por lo tanto, el desequilibrio máximo de corriente en cada uno de estos conmutadores debe minimizarse considerando todas las condiciones operativas que pueden cambiar la topología de la red. Por otro lado, los desequilibrios de corriente provocan el incremento de las pérdidas en los conductores de fase. Incluso en un circuito que está equilibrado en su extremo de origen, estas pérdidas pueden ser altas si el circuito está desequilibrado a través de su extensión [2].

El problema del balance de fases consiste en la reconexión de algunos elementos (circuitos ramales o transformadores de distribución) para mejorar el equilibrio de las corrientes de fase y reducir las pérdidas en los circuitos de distribución de media tensión. El número de elementos a reconectar debe ser mínimo [2].

Varias técnicas de optimización como: redes neuronales artificiales [3], [4], lógica difusa [5], evolución diferencial [6], colonia de hormigas [7], entre otras 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 [8], simulación del recocido [9], [10], algoritmo genético (AG) [11], algoritmos heurísticos [12], [13], algoritmo inmune [14], [15], entre otros.

El AG de la referencia [11] 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 [12] 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 [13] 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 [14], [15] 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 [16]. Esta herramienta trata de reducir la corriente de neutro y consecuentemente evitar los disparos indeseables de la protección de falla a tierra. Las referencias [17], [18] 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 [19] 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 [20], [21] 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 voltaje y las pérdidas.

En la referencia [22] se investiga el uso de simulación del recocido caótica, mientras que en [23] y [24] 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 [25], donde se sugiere a la programación dinámica como la técnica más apropiada para este problema.

En [26] 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 expuesto, 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 que permita obtener todas las soluciones no dominadas en el espacio multiobjetivo (la frontera de Pareto del problema).

## **1.2 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 [27].

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 expone la definición aportada por la NEMA (*National Electric Manufacturing Association*). Se debe precisar que 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.

### 1.2.1 Definición de la NEMA

La definición de la NEMA [27] 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:

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

El voltaje de línea promedio se determina como:

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

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

### 1.3 Normas referentes al grado de desbalance

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

La norma europea EN 50160 [28] establece que, tanto para bajo voltaje como para medio voltaje, 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 del voltaje de alimentación, debe situarse entre el 0 y el 2% de la componente directa. Se establece la salvedad, en bajo voltaje, 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 (*International Electrotechnical Commission*) 61000-2-2 [29], al igual que la norma IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) 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.

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 [30], 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 voltaje (fase con mayor desviación con respecto al voltaje promedio dividido entre el voltaje promedio de las fases) al 2% medido en los terminales de entrega del suministro en régimen de vacío.

#### **1.4 Principales causas y efectos 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 [31]. 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 [32]. 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 [33].

Como característica del desbalance la componente de secuencia negativa de la corriente es ortogonal al voltaje de secuencia positiva, y por tanto no produce energía útil sino pérdidas adicionales que hacen que la temperatura de los conductores aumente y la capacidad de la línea disminuya. En consecuencia, la asimetría tiene impactos negativos en todas las partes del sistema: generación, transmisión, distribución y carga. Por el lado de la generación, afecta negativamente la eficiencia en la transmisión y la distribución, reduce la capacidad de transmisión y en el lado de la carga, reduce el rendimiento y la capacidad operativa de equipos tales como motores de inducción, convertidores electrónicos de potencia y accionamientos de velocidad variable (ASD) [33].

### **1.4.1 Efectos sobre la protección**

El desbalance entre las corrientes de fase, provoca que circule una elevada corriente por el conductor neutro, esta corriente puede alcanzar valores muy elevados sobre todo en circuitos antiguos de 4,16 kV. Esta corriente tan elevada es interpretada por los dispositivos de protección del circuito (protección de sobrecorriente de tierra) como una falla a tierra lo que provoca que opere incorrectamente la protección en condiciones normales de operación. Por lo tanto, se crean dificultades para el ajuste de las mismas, llevando incluso en muchos casos a su desconexión. Esto provoca que el circuito quede sin protección alguna contra fallas monofásicas a tierra que son las más frecuentes y por lo tanto disminuye su confiabilidad, su eficiencia y se empobrece la calidad de la energía suministrada a los consumidores.

## **1.5 Características fundamentales de las redes de distribución 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 voltaje 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 voltaje establecidos, con una adecuada continuidad y calidad de suministro, según las necesidades específicas de cada cliente [33].

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.

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 [33].

## **1.6 Situación actual del desbalance en Sancti Spíritus**

Los registros históricos obtenidos a partir de los interruptores principales de los circuitos de distribución primaria 116 y 118 del municipio de Sancti Spíritus muestran la existencia de elevados niveles de desbalance en los mismos. Esto dificulta su operación adecuada, por lo tanto, se hace necesario reducir estos niveles de desequilibrio en la carga suministrada.

Con los datos obtenidos a partir de los recerradores NULEC para los circuitos 116 y 118, se puede determinar el desbalance definido por la NEMA (Desbalance NEMA o %NEMA) y el porcentaje de corriente por el conductor neutro (%I<sub>n</sub>) que presentan los circuitos analizados:

$$\text{Desbalance NEMA} = \frac{\text{Máx}[|I_a - I_{\text{prom}}|, |I_b - I_{\text{prom}}|, |I_c - I_{\text{prom}}|]}{I_{\text{prom}}} * 100 \quad (1.4)$$

$$I_{\text{prom}} = \frac{I_a + I_b + I_c}{3} \quad (1.5)$$

$$\% I_n = \frac{I_n}{I_{\text{prom}}} * 100 \quad (1.6)$$

Donde:

Máx[|I<sub>a</sub> – I<sub>prom</sub>|, |I<sub>b</sub> – I<sub>prom</sub>|, |I<sub>c</sub> – I<sub>prom</sub>|] es el valor máximo de la diferencia entre las corrientes de fase y la corriente promedio.

I<sub>n</sub>- corriente por el conductor neutro.

Al aplicar las expresiones anteriores a los circuitos en estudio se obtienen los siguientes resultados para diferentes estados de operación de los circuitos: (Ver tabla 1.1)

Tabla 1.1 Valores para el desbalance definido por la NEMA y el %In. Fuente: Elaboración propia.

| Circuito   | Estado | Ia (A) | Ib (A) | Ic (A) | In (A) | %NEMA | %In |
|------------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-----|
| <b>116</b> | Medio  | 75     | 79     | 78     | 12     | 6     | 22  |
|            | Máximo | 138    | 149    | 136    | 17     | 8     | 30  |
| <b>118</b> | Medio  | 58     | 73     | 48     | 23     | 23    | 39  |
|            | Máximo | 70     | 87     | 50     | 38     | 28    | 55  |

En las figuras 1.1 y 1.2 se puede apreciar el comportamiento que presentan en un día promedio o característico el desbalance definido por la NEMA (%NEMA) y el porcentaje de corriente por el conductor neutro (%In) en los dos circuitos de distribución primaria analizados.

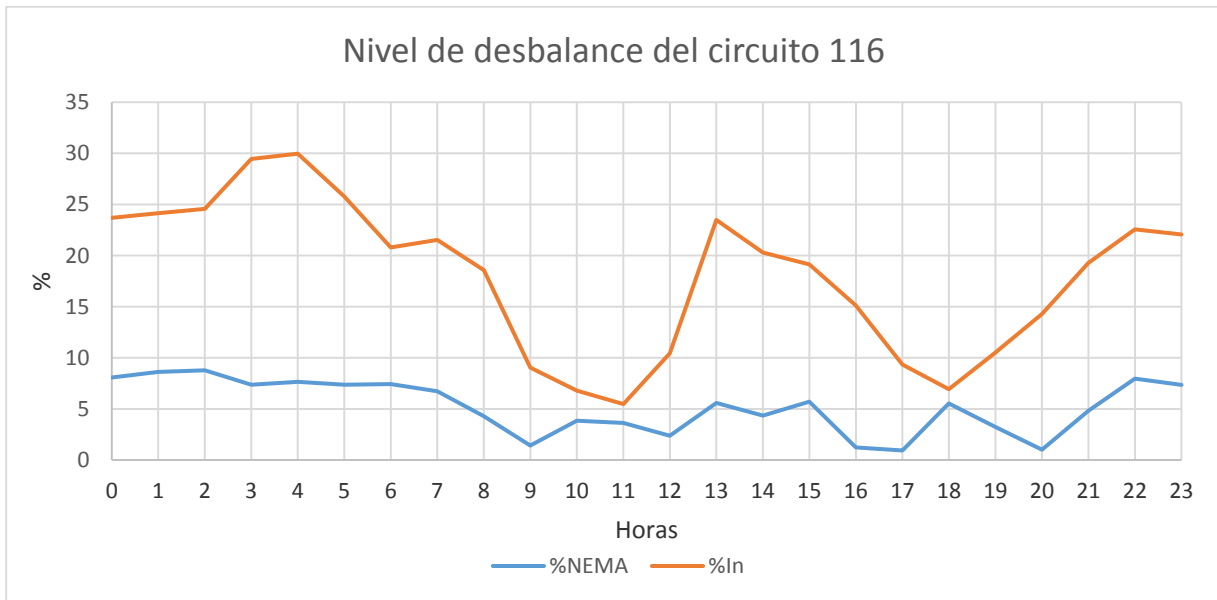


Figura 1.1: Comportamiento del %NEMA y %In en el circuito 116. Fuente: Elaboración propia.

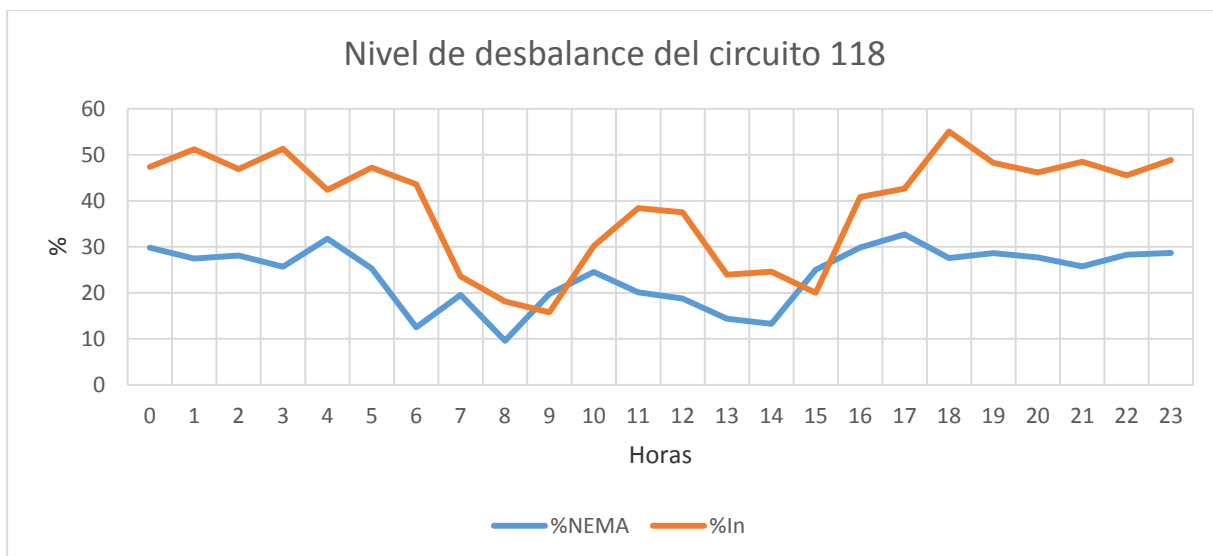


Figura 1.2: Comportamiento del %NEMA y %In en el circuito 118. Fuente: Elaboración propia.

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

## 1.7 Conclusiones Parciales

El desequilibrio en las redes de distribución primaria es causado por una serie de motivos, entre ellos la principal causa son las cargas monofásicas sobre el sistema trifásico, debido a una colocación no homogénea, en especial la de consumidores de baja tensión monofásicos. Se han propuesto diferentes formas de cuantificar el desbalance, que responden a definiciones desarrolladas por distintas instituciones internacionales, y mucho se ha publicado sobre la mejor manera de expresarlo sin que se llegue a un consenso. En general, los efectos del desbalance se resumen en la aparición de componentes de corriente de secuencia inversa y homopolar que dan como resultado: pérdidas adicionales de potencia y energía, calentamiento adicional de máquinas, limitándose la capacidad de carga nominal y la propagación de desequilibrio a otros nodos de conexión de la red.

## **CAPÍTULO 2. PROGRAMAS COMPUTACIONALES UTILIZADOS PARA EL BALANCEO DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCION 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 (algoritmo genético de ordenamiento no dominado), 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, se pueden aplicar dos estrategias asociadas, a fin de reducir las pérdidas de energía y el flujo de corriente a través del conductor neutro: la reconfiguración y el balance de fase. La reconfiguración implica modificar la topología del circuito con la operación de apertura o cierre de desconectivos, mientras que el equilibrio de fase se refiere a la redistribución de las cargas entre las fases del circuito para mejorar el balance entre ellas [34].

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 el extremo de su 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 [34].

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 al considerar 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 [34].

A partir de un trabajo previo sobre este problema [35] 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;
3. el número de elementos que tienen que reconectarse para lograr estos objetivos [34].

## 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- $\Delta$ ) como se muestra en la figura 2.1.

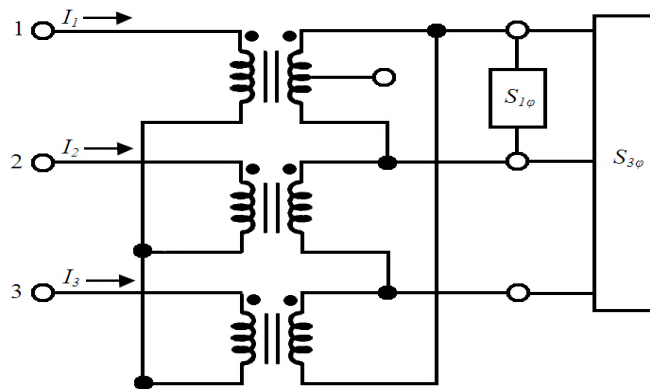


Figura 2.1: Banco de transformadores con conexión Y- $\Delta$ . Fuente: Referencia [34].

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 -  $\Delta$  abierta) como se muestra en la figura 2.2.

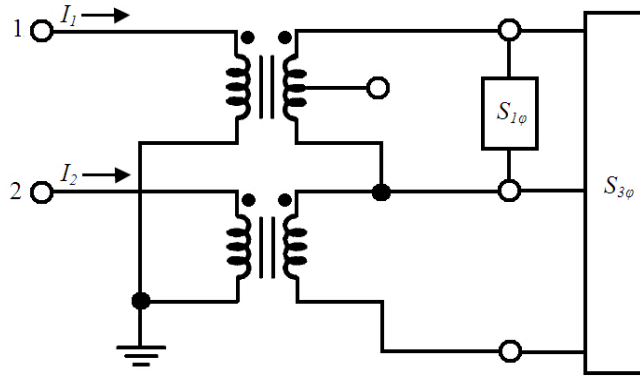


Figura 2.2: Banco de transformadores con conexión Y abierta -  $\Delta$  abierta. Fuente: Referencia [34].

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

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

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

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

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

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

Tabla 2.1 Corrientes en el primario de los transformadores. Fuente: Referencia [34].

| 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. Fuente: Referencia [34].

| 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 ( $J_{N,k,h}$ ) es la suma de las corrientes de las ( $M_k$ ) fases de la sección ( $k$ ).

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

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

$$J_{Nmax_k}(x,t) = \max_h \left\{ J_{N,k,h}(x,t) \right\} \text{ where } h = 1 \cdots 24 \quad (2.8)$$

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

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

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

Como se considera la minimización de la corriente de neutro en varios puntos y para varios estados de operación de la red, se ha diseñado una arquitectura abierta para el problema

formulado que permite la declaración de varias funciones objetivo ( $1 \dots W$ ) para minimizar las corrientes de neutro. Cada función determina el máximo de un conjunto de corrientes de neutro en diferentes puntos y diferentes condiciones de operación. Cada función objetivo se define como:

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

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

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

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

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

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

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

Los elementos del vector ( $x$ ), son enteros acotados por las posibles conexiones de los elementos ( $x_{con}$ ) (como se establece en la tabla 2.2), así como acotados por los límites para el arreglo auxiliar ( $x_{var}$ )

### 2.2.3 Métodos de optimización

La aplicación desarrollada para optimizar esta formulación se basa en el algoritmo de optimización multiobjetivo NSGA-II que puede minimizar simultáneamente varios objetivos conflictivos.

Para implementar esta aplicación se ha utilizado el código de MATLAB ofrecido por Sheshadri [58], que emplea un cromosoma codificado en números reales. El código original de los operadores genéticos ha sido ligeramente modificado para incluir el cruce y la mutación de variables de tipo entero.

Cada vez que se produce una nueva solución  $x$  por cruce o por mutación, el algoritmo NSGA-II emplea una función para evaluar todas las funciones objetivas del problema (expresión 5). En esta implementación, la función referida considera la tensión nominal en todos los nodos para evaluar las corrientes de fase  $I_{abc}(x)$  en los nodos y luego determina los valores de las funciones objetivo.

### **2.3 Programa de balanceo**

Balanceo es una aplicación basada en el del algoritmo genético de ordenamiento no dominado (NSGA-II) para equilibrar la carga en las fases de una red eléctrica de distribución primaria que puede estar compuesta por uno o varios circuitos interconectados.

Esta aplicación minimiza:

- 1) El desequilibrio máximo de corriente en puntos seleccionados del circuito para todas las posibles condiciones de funcionamiento.
- 2) Las pérdidas de energía en los conductores de los alimentadores primarios.
- 3) El número de reconexiones necesarias para alcanzar los dos objetivos anteriores.

La operación de balanceo se realiza modificando la conexión a las fases del circuito de los diferentes elementos reconectables.

#### **2.3.1 Red eléctrica**

La red eléctrica de distribución primaria puede estar compuesta uno o varios circuitos interconectados. Se considera que la red contiene varios interruptores que pueden ser operados para obtener: un estado de funcionamiento normal ( $t = 0$ ) y varios estados de contingencia ( $t = 1...S$ ). En todos los estados el circuito resultante es radial.

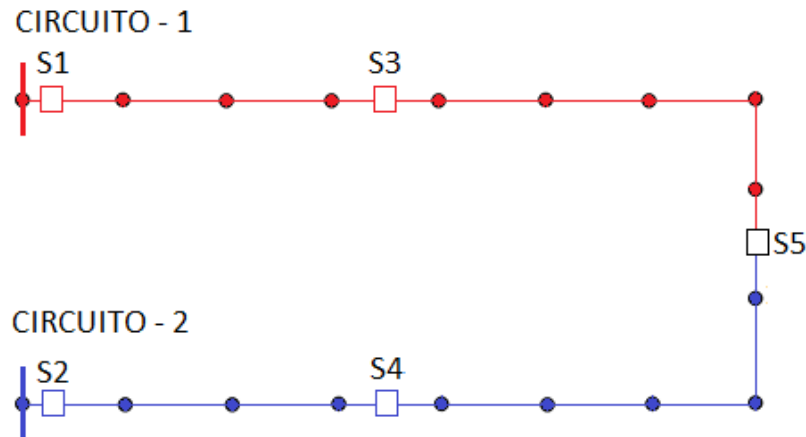


Figura 2.3: Ejemplo de una red eléctrica de varios circuitos interconectados con sus corrientes máximas de neutro a minimizar. Fuente: Programa de balanceo.

Para el caso de la red mostrada, el estado de funcionamiento normal ocurre con los interruptores S1, S2, S3 y S4 cerrados y con el interruptor S5 abierto, de forma que los dos circuitos operan independientemente.

Un estado de contingencia puede ser cuando se alimenta el circuito-2 desde el circuito-1, para lo que se abre S2 y se cierra S5.

### 2.3.2 Corrientes de desequilibrio máximo

Las corrientes de desequilibrio máximo en los puntos de interés (normalmente interruptores), son las máximas corrientes de neutro en dichos puntos para cualquier estado de operación de la red eléctrica ya sea en funcionamiento normal o contingencia.

Si se dispone de las corrientes máximas de neutro ( $i_1$ ,  $i_2$ ,  $i_3$ ,  $i_4$ ) en cada punto de la red en funcionamiento normal (ver figura), las corrientes máximas de desequilibrio en cualquier interruptor y para cualquier condición de funcionamiento pueden determinarse a partir de las corrientes en régimen normal de la siguiente manera (Ver tabla 2.3).

Tabla 2.3: Corrientes de desequilibrio máximo. Fuente: Programa de balanceo.

| Interruptor | Normal |           | Contingencia 1 |           | Contingencia 2 |           |
|-------------|--------|-----------|----------------|-----------|----------------|-----------|
|             | Estado | Corriente | Estado         | Corriente | Estado         | Corriente |
| S1          | on     | $ i1 $    | on             | $ i1+i2 $ | off            | 0         |
| S2          | on     | $ i2 $    | off            | 0         | on             | $ i1+i2 $ |
| S3          | on     | $ i3 $    | on             | $ i2+i3 $ | on             | $ i1-i3 $ |
| S4          | on     | $ i4 $    | on             | $ i2-i4 $ | on             | $ i1+i4 $ |
| S5          | off    | 0         | on             | $ i2 $    | on             | $ i1 $    |

Por lo tanto, en este caso las corrientes de desequilibrio a minimizar son: las marcadas en amarillo.

Otro enfoque puede ser el de balancear todas las secciones del circuito, en cuyo caso las corrientes de desequilibrio a minimizar serían:  $|i1-i3|$ ,  $|i2-i4|$ ,  $|i3|$ ,  $|i4|$ .

### 2.3.3 Pérdidas de energía

Las pérdidas de energía se determinan solo en régimen de funcionamiento normal para un día de operación normal de la red eléctrica. Incluyen las pérdidas en los conductores de fase y en el conductor neutro.

## 2.4 Utilización del balanceo

La ventana principal del programa permite declarar los datos del problema que incluyen:

- Los datos de la red eléctrica.
- Los datos generales y de control de la optimización.
- La selección de las funciones de corriente de desequilibrio a minimizar.

El control de la aplicación se realiza por un menú de opciones y una barra de botones que cumplen las siguientes funciones (Ver tabla 2.4).

Tabla 2.4: Elementos del menú de opciones y de la barra de botones que permiten interactuar con Balanceo. Fuente: Programa de balanceo.

| Control                                                                             | Función                                                    |
|-------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|
|  | Inicializa datos nuevos                                    |
|  | Importa datos desde Excel                                  |
|  | Carga datos desde archivo *.mat                            |
|  | Guarda datos en archivo *.mat                              |
|  | Carga el <i>optimizador NSGA-II</i> con los datos          |
|  | Carga una solución desde archivo *.mat y la <i>muestra</i> |
|  | Ayuda                                                      |

### 2.4.1 Datos de la red eléctrica

La tabla de datos de la red comprende una lista de ramas y de cargas. Cada fila que se incluye en la tabla se representa por los siguientes datos que se muestran en la tabla 2.5.

Tabla 2.5: Datos del circuito a introducir. Fuente: Programa de balanceo.

| Dato    | Significado                      | Valores posibles                               |
|---------|----------------------------------|------------------------------------------------|
| N1      | Nodo de inicio                   | Alfanumérico                                   |
| N2      | Nodo final                       | Alfanumérico                                   |
| Fases   | Fases de la rama                 | ABC, AB, BC, CA, A, B, C                       |
| C. Fase | Conductor de fase                | Denominación                                   |
| Neutro  | Conductor de neutro              | Denominación                                   |
| Long    | Longitud en metros               | Numérico                                       |
| Variar  | Marcado si puede variar la rama  | Lógico                                         |
| Carga   | Tipo de carga                    | 1T, 2T, 3T, TT, YY                             |
| Fases   | Fases a que se conecta la carga  | A, B, C (1 <sup>ro</sup> el trf. de alumbrado) |
| P1      | P monofásica                     | kW                                             |
| Q1      | Q monofásica                     | kvar                                           |
| P3      | P trifásica                      | kW                                             |
| Q3      | Q trifásica                      | kvar                                           |
| Gráfico | Gráfico de carga                 | Alfanumérico                                   |
| Variar  | Marcado si puede variar la carga | Lógico                                         |
| Cap     | Capacitor                        | kvar                                           |

Para insertar o eliminar una fila de la tabla de datos, se emplean las teclas: *Alt+Ins* (insertar) o *Alt+Del* (borrar).

### 2.4.2 Datos generales y de control de optimización

La tabla de datos generales (Ver figura 2.4) permite declarar la tensión nominal del circuito (kV), el número de cambios permitidos (cantidad de reconexiones que se aceptan) y seleccionar los tipos de elementos que pueden cambiar su conexión en el proceso de optimización.

| Datos generales y elementos reconectables |                                     |
|-------------------------------------------|-------------------------------------|
| Tensión nominal                           | 13.8000                             |
| Máximos cambios permitidos                | 6                                   |
| Ramales bifásicos                         | <input checked="" type="checkbox"/> |
| Ramales monofásicos                       | <input checked="" type="checkbox"/> |
| Bancos de tres transformadores            | <input type="checkbox"/>            |
| Bancos de dos transformadores             | <input type="checkbox"/>            |
| Transformadores monofásicos               | <input type="checkbox"/>            |

Figura 2.4: Tabla para el control de la optimización. Fuente: Programa de balanceo.

### 2.4.3 Funciones de corriente de neutro

La tabla de funciones de corriente de neutro (Ver figura 2.5) permite declarar la lista de funciones de corriente máxima de desequilibrio de que se van a minimizar.

Cada función de corriente de neutro tiene un nombre (que entra el usuario) y una expresión matemática que puede incluir la suma o resta de varias corrientes de neutro calculadas en régimen normal.

Una corriente de neutro se denomina según el nombre del nodo final de la rama del circuito (N2) desde donde se totaliza dicha corriente.

| Funciones de corriente de neutro |        |           |
|----------------------------------|--------|-----------|
|                                  | Nombre | Expresión |
| 1                                | I1     | No1       |
| 2                                | S1     | No60      |
| 3                                | S2     | No171     |

Figura 2.5: Tabla de funciones de corrientes de desequilibrio a minimizar. Fuente: Programa de balanceo.

Para insertar o eliminar una fila de la tabla de funciones, se emplean las teclas: *Alt+Ins* (insertar) o *Alt+Del* (borrar).

### 2.4.4 Optimizador NSGA-II

La ventana de optimización permite controlar el proceso de optimización de los datos del circuito empleando el NSGA-II. Esta ventana se divide en tres áreas:

- 1) el gráfico de valores mínimos por generación
- 2) la tabla de datos de control del NSGA-II
- 3) la tabla de valores mínimos por generación.

La tabla de datos para el NSGA-II permite teclear el tamaño de la población (número de soluciones a obtener) y el número de generaciones que se van a examinar. Una vez entrados

estos datos la optimización se inicia presionando el botón Ejecutar y puede interrumpirse presionando Detener.

El gráfico y la tabla de valores mínimos por generación se actualizan en cada generación y muestran los valores mínimos de cada función objetivo en la generación. Estos valores mínimos no corresponden a una solución particular, por lo que son solo valores indicativos de cómo se va produciendo la optimización.

Una vez terminada la optimización por el NSGA-II, se habilitan los botones Examinar y Guardar, los que permiten examinar o guardar en un archivo \*.mat la población de soluciones obtenidas.

## 2.4.5 Visor de soluciones

En esta ventana se muestran:

- 1) Los gráficos de funciones objetivo por las variantes ordenadas.
- 2) La tabla de soluciones notables.
- 3) La tabla de los cambios propuestos.

### 2.4.5.1 Funciones objetivo por variantes

Este gráfico muestra todas las funciones objetivo de las variantes obtenidas en la población, las que son ordenadas en orden creciente de: la corriente máxima de desequilibrio, las pérdidas de energía y el número de cambios realizados. (Ver figura 2.6)

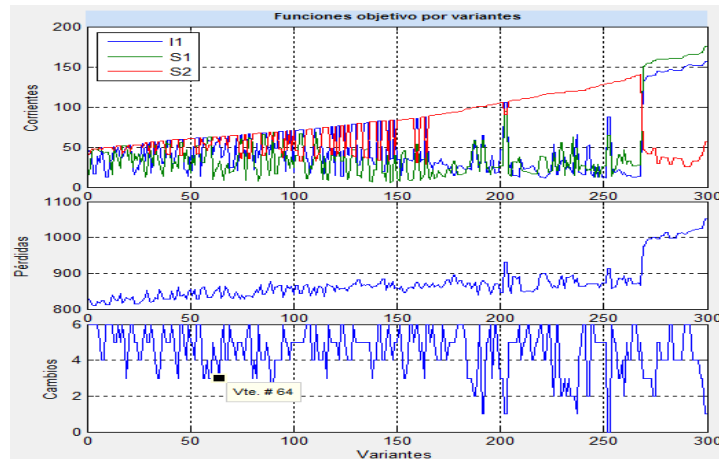


Figura 2.6: Gráfico de funciones objetivo. Fuente: Programa de balanceo.

### 2.4.5.2 Tabla de variantes notables

En la tabla de variantes notables (Ver figura 2.7) se muestran los valores de las funciones objetivo en las variantes: inicial, de mínimas corrientes de neutro, de mínimas pérdidas y la variante que se está examinando en caso de que se haya seleccionado alguna en el gráfico (una variante se selecciona haciendo *click* sobre uno de los *subplots*).

| Variantes notables y Vte. # 64 |              |                 |               |           |
|--------------------------------|--------------|-----------------|---------------|-----------|
| Funciones                      | Vte. inicial | Mín. corrientes | Mín. pérdidas | Vte. # 64 |
| I1                             | 87.2056      | 45.1917         | 16.6866       | 62.9423   |
| S1                             | 64.1348      | 15.8963         | 47.7227       | 32.2650   |
| S2                             | 129.0958     | 40.0247         | 47.0191       | 53.5717   |
| Pérdidas                       | 913.0856     | 828.7896        | 809.9569      | 864.5347  |
| Cambios                        | 0            | 6               | 6             | 3         |

Figura 2.7: Tabla de variantes notables. Fuente: Programa de balanceo.

Un *right-click* sobre el área de la tabla accede a un menú que permite la visualización de cualquiera de las corrientes (antes y después) en la variante seleccionada.

### 2.4.5.3 Tabla de cambios propuestos

La tabla de cambios propuestos (Ver figura 2.8) contiene la lista de cambios necesarios para implementar la variante seleccionada. Los ramales a reconectar se identifican por la rama inicial del ramal (N1 – N2), mientras que los transformadores a reconectar se identifican por el nodo (N2) donde están conectados. Los cambios de conexiones se realizan reconectando cada terminal del ramal o transformador desde la fase actual a la propuesta.

| Cambios propuestos por la Vte. # 64 |          |               |          |            |
|-------------------------------------|----------|---------------|----------|------------|
|                                     | Elemento | Posición      | Actuales | Propuestas |
| 1                                   | Ramal 2F | No197 - No200 | BC       | AB         |
| 2                                   | Ramal 1F | No231 - No236 | C        | A          |
| 3                                   | Ramal 1F | No87 - No92   | A        | C          |

Figura 2.8: Tabla de cambios propuestos. Fuente: Programa de balanceo.

## 2.5 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 [36].

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 [36].

De esta manera, se puede concluir que comúnmente no existen mediciones actualizadas de las cargas y se hace casi imposible realizarlas antes de hacer cualquier tipo estudio que se requiera. Esto lleva muchas veces a los especialistas a estimar las cargas en los diferentes bancos de transformadores (potencia activa y reactiva máximas de la carga monofásica y trifásica, así como el comportamiento horario de dicha carga). Esta estimación se realiza mediante diferentes criterios que pueden ser más o menos exactos y que muchas veces introducen errores apreciables. Además, en el caso de estudios en que es importante la caracterización de la carga por fase, como es el caso de los análisis para el balance de fases, se complica más aún esta estimación [36].

Normalmente, todos los circuitos de distribución primaria utilizan recerradores NULEC o dispositivos ION que monitorean constantemente el comportamiento del circuito, por lo cual se disponen de mediciones de los parámetros totales del circuito: potencia activa, reactiva y aparente, factor de potencia, tensiones, corrientes de fase y corriente de neutro entre otros. Por lo tanto, aunque no se dispone de mediciones en los bancos de transformadores, sí se conocen los valores de los parámetros totales del circuito y su comportamiento horario. Estas mediciones totales pueden emplearse como base de comparación para determinar si una estimación dada de las cargas puede estar cerca o lejos de la realidad [36].

A partir de esta consideración, se desarrolla una herramienta computacional que dadas las mediciones totales del circuito en un día característico y contando con una base de datos actualizada de la estructura del mismo y las potencias de los distintos bancos de transformadores, pueda determinar una estimación de las cargas que produzca resultados compatibles con las mediciones disponibles. Evidentemente, esta estimación solo puede considerarse como una aproximación posible a la realidad y puede estar más o menos distante de los datos reales del circuito [36].

### 2.5.1 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 2.6 se muestran las expresiones para el cálculo de dichas potencias.

Tabla 2.6 Potencias en el primario de los transformadores. Fuente: Referencia [36].

| 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:

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

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.

Si se escogen adecuadamente los gráficos de carga, este procedimiento permite obtener una estimación de las cargas de los transformadores que producen un gráfico de carga de las corrientes por fase muy semejante al medido.

## **2.6 Conclusiones parciales**

La metodología multiobjetivo implementada permite reducir el nivel de pérdidas técnicas en sistemas de distribución a un costo relativamente bajo, por lo cual implementar programas de balance de fases en las empresas eléctricas sería una alternativa viable no solo para la reducción de pérdidas sino también para aumentar la calidad, seguridad y confiabilidad del sistema. En el acercamiento realizado a la utilización de ambos programas empleados en el balanceo de cargas en redes de distribución primaria, se evidencian sus facilidades y potencialidades para este tipo de estudios.

## **CAPÍTULO 3. RESULTADOS DEL BALANCEO DE LOS CIRCUITOS DE ESTUDIO**

En este capítulo, se realiza un análisis de las principales características de cada uno de los circuitos seleccionados para el estudio, se explica brevemente lo referente a la estimación de cargas y por su importancia se describe el proceso de celaje en estos circuitos. Posteriormente se muestran los resultados obtenidos al estimar la carga y los emitidos por el programa de balanceo, lo que permite que se seleccionen las variantes más adecuadas para su aplicación y que se llegue a conclusiones.

### **3.1 Introducción**

Para lograr un balanceo efectivo de los circuitos de distribución primaria, se deben tener en cuenta algunos aspectos:

- Realizar un celaje del circuito que permita conocer y actualizar todos los datos del mismo.
- Introducir toda esta información en el programa Radial y confeccionar una base de datos para ello.
- 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 116

El circuito 116 tiene su origen en la subestación SSP2 y posee una gran extensión. En la tabla 3.1 se muestra una descripción de los datos principales de dicho circuito.

Tabla 3.1: Datos generales del circuito 116. Fuente: Elaboración propia.

| <b>Circuito</b>                  | <b>116</b>                                                                |
|----------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|
| Voltaje nominal (kV)             | 13,8                                                                      |
| Carga pico (kW)                  | 2400                                                                      |
| Nodos                            | 295                                                                       |
| Ramales de dos fases             | 44                                                                        |
| Ramales de una fase              | 114                                                                       |
| Transformadores trifásicos       | 1                                                                         |
| Bancos de tres transformadores   | 18                                                                        |
| Bancos de dos transformadores    | 45                                                                        |
| Transformadores monofásicos      | 118                                                                       |
| Banco de capacitores             | 2                                                                         |
| Longitud del tronco (km)         | 30                                                                        |
| Longitud total (km)              | 94,37                                                                     |
| Cargas estatales más importantes | -Riego Electrobomba<br>Ángel Montejo<br><br>-Regadío CCS Manolo<br>Solano |

|  |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
|--|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|  | <ul style="list-style-type: none"> <li>-Matadero de Aves</li> <li>-Fábrica de Acetileno</li> <li>-Poligráfico</li> <li>-Centro Carga y Descarga FFCC</li> <li>-SIPRES</li> <li>-Regimiento Antiaéreo</li> <li>-Base Aseguramiento CAN</li> <li>-Aserrío Gilberto Zequeira</li> <li>-Taller Autos Nuevos</li> <li>-Almacenes de Productos Industriales</li> <li>-Base CIMEX</li> </ul> |
|--|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

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. Fuente: Elaboración propia.

| <b>Potencias instaladas</b>                   | <b>Fase A</b> | <b>Fase B</b> | <b>Fase C</b> |
|-----------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|
| Cantidad de transformadores por fase          | 181           | 62            | 17            |
| Potencia instalada por fase (kVA)             | 7767,5        | 2235          | 740           |
| Potencia total instalada en el circuito (kVA) | 10742,5       |               |               |

Los registros históricos obtenidos a partir del interruptor principal del circuito (recerrador NULEC) permiten analizar el comportamiento del mismo en un período de tiempo determinado. En las figuras 3.1 y 3.2 se muestra el comportamiento de las corrientes y las potencias de este circuito para un período de tiempo de ocho días.

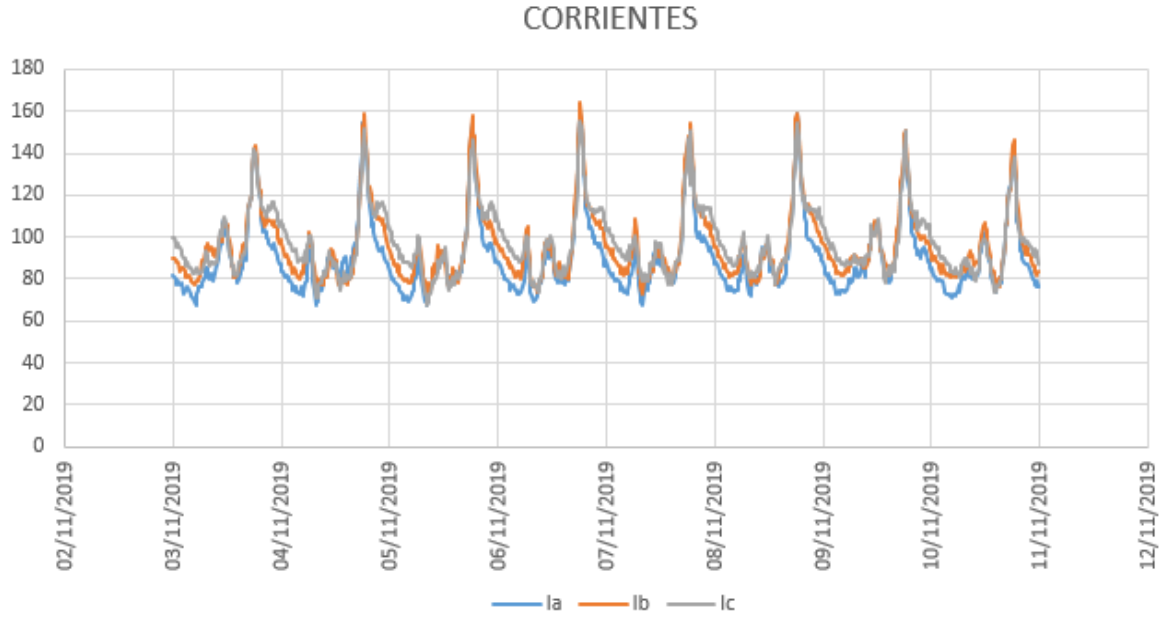


Figura 3.1: Comportamiento de las corrientes en el circuito 116. Fuente: Elaboración propia.

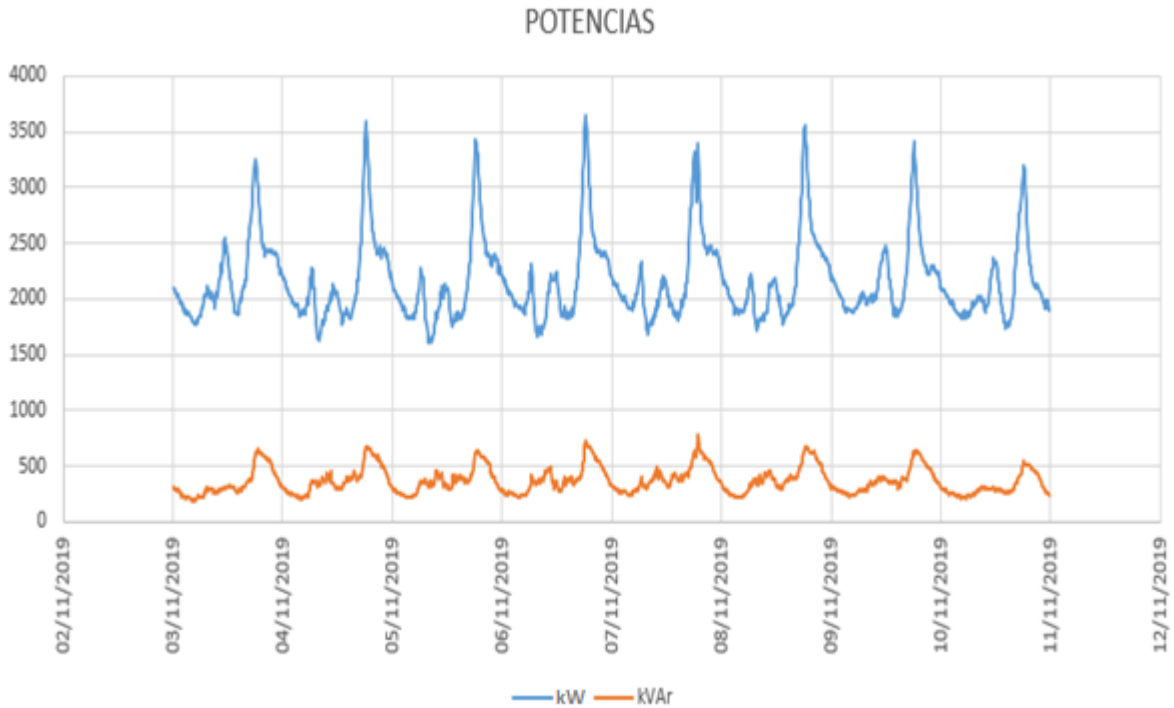


Figura 3.2: Comportamiento de las potencias en el circuito 116. Fuente: Elaboración propia.

En las figuras anteriores se puede apreciar que el gráfico característico de este circuito es de tipo residencial, de acuerdo al bajo valor de potencia reactiva con respecto al consumo de potencia activa durante ese período de tiempo. Además, se manifiesta un pico bien acentuado en el horario de las 6:30 PM y otros de menor intensidad a las 6:00 AM y al mediodía. Puede

verse que de forma recurrente durante las horas de la mañana las fases más cargadas son la (c) y la (b) la menos cargada es la (a), este mismo comportamiento se repite en horas del pico y la madrugada. 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.

### **3.2.1 Estimación de cargas y balanceo del circuito 116**

Para realizar cualquier tipo de estudio en un circuito de distribución es necesario conocer con la mayor precisión posible las cargas eléctricas suministradas por los distintos bancos de transformadores o transformadores monofásicos del circuito.

Al no existir mediciones actualizadas de las cargas y la imposibilidad de realizarlas, se hace necesario estimar las cargas en los diferentes bancos de transformadores (potencia activa y reactiva máximas de la carga monofásica y trifásica, así como el comportamiento horario de dichas cargas).

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. 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 analiza el comportamiento del circuito durante el mes de noviembre de 2019 y se escoge un día característico, en este caso el 6 de noviembre de 2019), con una base de datos confeccionada a partir del celaje realizado y con una base de datos que contiene los posibles gráficos de carga para cada uno de los bancos de transformadores en función de la carga servida.

Con todos estos elementos, se corre el programa de estimación y se selecciona el tipo de ajuste deseado, es decir: mejor ajuste a las corrientes de fase o mejor ajuste a la corriente de neutro. Una vez seleccionado el tipo de ajuste, el programa calcula las potencias monofásicas y trifásicas (P1, Q1, P3 y Q3) de los distintos bancos de transformadores y estima un gráfico para cada corriente de fase y para la corriente que circula por el conductor neutro. Evidentemente, esta estimación solo puede considerarse como una aproximación posible a la realidad y puede estar más o menos distante de los datos reales.

En la figura 3.3 se muestra la estimación realizada para este circuito con un ajuste por corrientes de neutro. Las líneas de trazo continuo corresponden a los gráficos reales del circuito contruidos a partir de las mediciones del interruptor principal y las líneas de trazo discontinuo corresponden a los gráficos estimados. Puede verse que existe similitud entre los

gráficos reales y los gráficos estimados, además se logra que las corrientes estimadas de fase 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 suministran durante ese período, pues para eso sería necesario disponer de tomas de carga de cada uno de los transformadores del circuito.

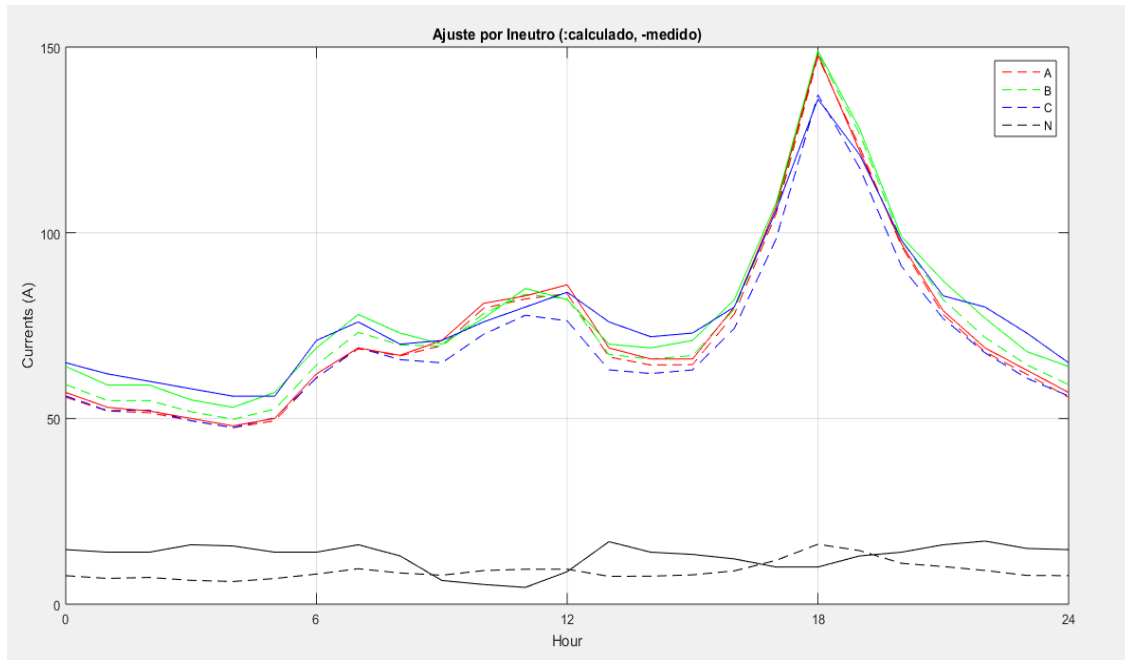


Figura 3.3: Estimación realizada para el circuito 116. Fuente: Programa de estimación de cargas.

Cuando se concluye con el proceso de estimación y ajuste de las cargas, se conforma una base de datos con estos elementos y con los datos recopilados en el celaje (Anexo II). Posteriormente se carga esta base de datos desde el programa de balanceo, se ajustan los datos referentes a la tensión nominal del circuito, los máximos cambios permitidos y se seleccionan los elementos que se desean variar (ramales bifásicos, ramales monofásicos, bancos de tres transformadores, bancos de dos transformadores y transformadores monofásicos), se ajustan los puntos donde se desea minimizar la corriente de neutro y por último se selecciona el tamaño de la población y la cantidad de generaciones deseadas. Luego se procede a realizar varias corridas del programa de balanceo mediante el algoritmo genético NSGA-II. En el caso de este circuito se decide variar solamente los ramales de una y dos fases y los transformadores monofásicos, se utiliza una población de 100 individuos, se realizan 100 generaciones y se permiten 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 309,39 kWh/día y que la corriente de neutro total alcanza un 8,35 %. 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 # 53. En la figura 3.4 se muestran las variantes de balanceo obtenidas para este circuito y los resultados de la variante seleccionada.

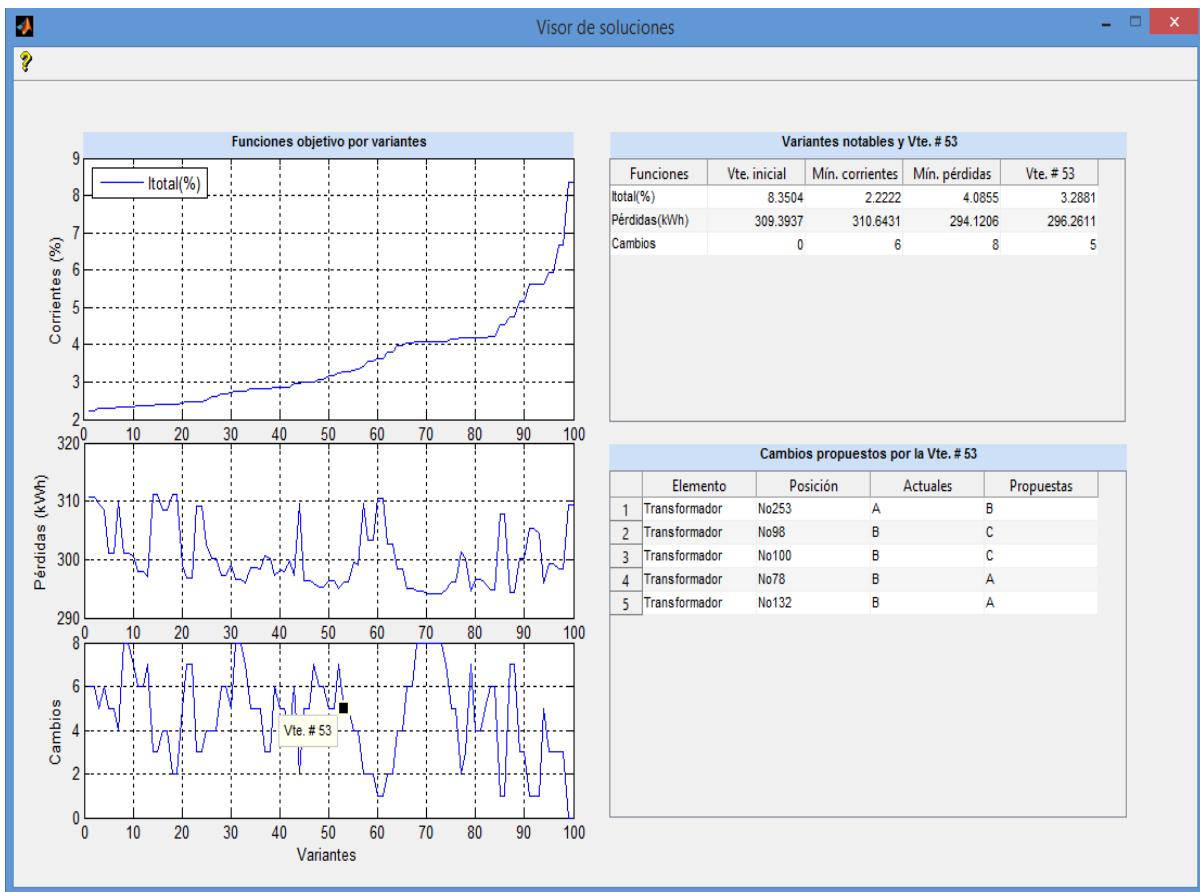


Figura 3.4: Variantes de balanceo para el circuito 116. Fuente: Programa de balanceo.

Al analizar los resultados obtenidos para la variante seleccionada, puede verse que la corriente de desbalance debe experimentar una disminución de 5,06 %, las pérdidas de energía deben reducirse en 13,13 kWh/día y solo deben efectuarse cinco cambios. En la figura 3.5 se muestran los puntos del circuito donde deben efectuarse dichos cambios.

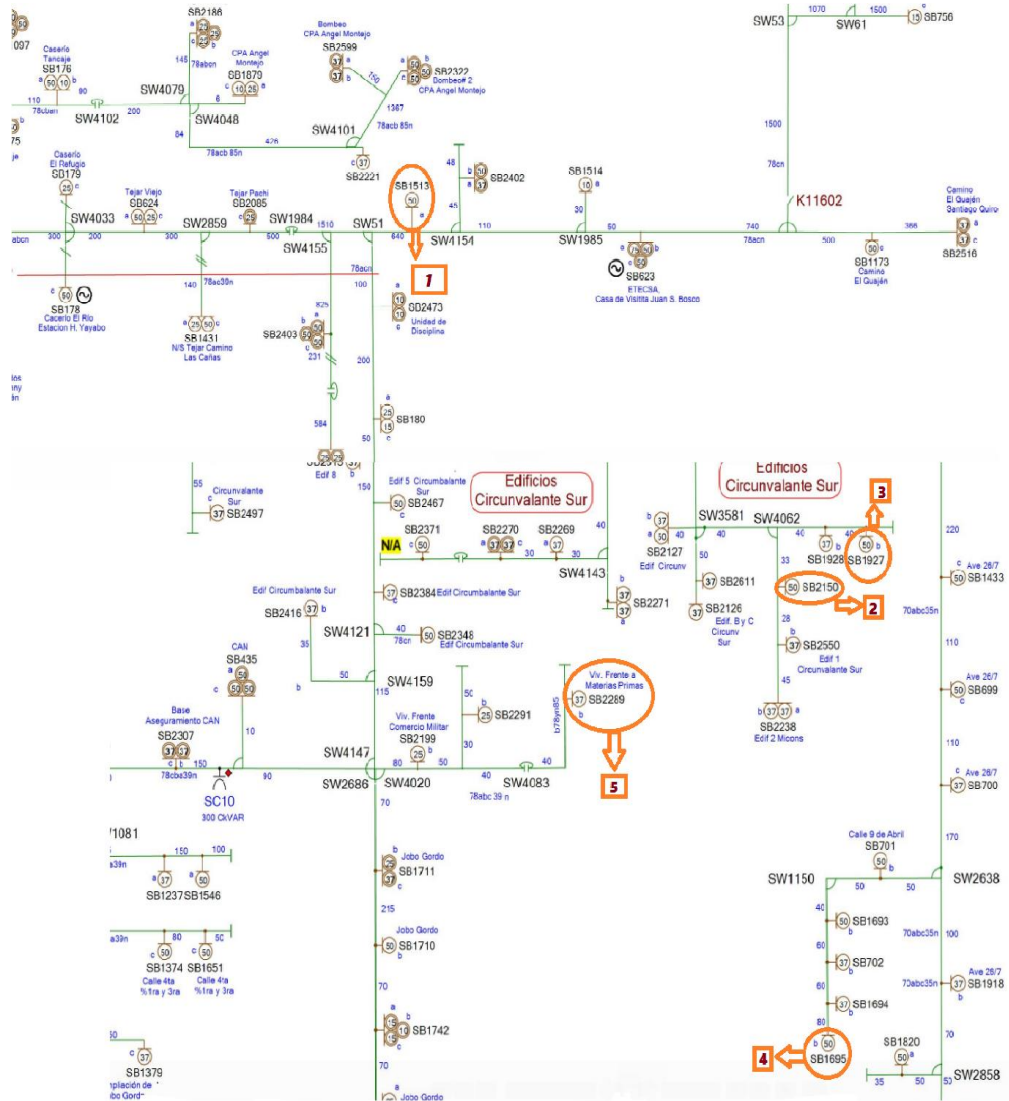


Figura 3.5: Cambios propuestos para el circuito 116. Fuente: Elaboración propia.

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.

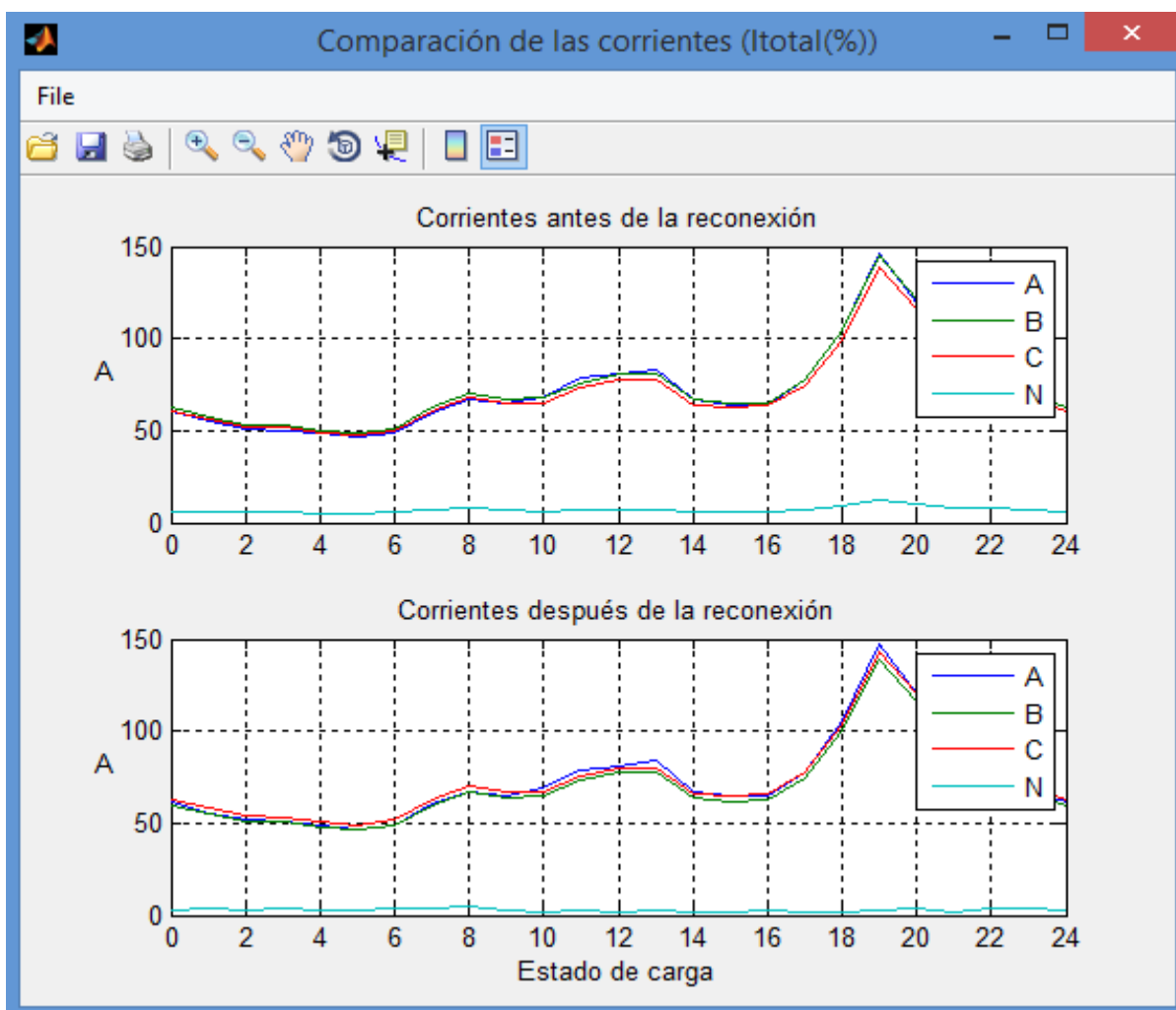


Figura 3.6: Corrientes estimadas antes y después del balanceo. Fuente: Programa de balanceo.

Como se observa en la figura anterior, aunque este circuito no presenta gran nivel de desbalance, y este se pone de manifiesto fundamentalmente en el horario pico nocturno, la variante seleccionada permite reducir la circulación de corriente de neutro durante todo el día y reducir también las pérdidas de energía a lo largo del circuito con la aplicación de un reducido número de reconexiones.

### 3.3 Análisis del Circuito 118

El circuito 118 tiene su origen en la subestación SSP y es un circuito de tamaño medio. En la tabla 3.3 se muestran los principales datos del circuito 118 obtenidos a partir de su estudio, en lo referente a nivel de voltaje, carga máxima alcanzada en un día promedio, número de nodos y algunas características de sus líneas y cargas.

Tabla 3.3: Datos generales del circuito 118. Fuente: Elaboración propia.

| <b>Circuito</b>                  | <b>118</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
|----------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Voltaje nominal (kV)             | 13,8                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
| Carga pico (kW)                  | 1300                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
| Nodos                            | 123                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
| Ramales de dos fases             | 14                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
| Ramales de una fase              | 19                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
| Transformadores trifásicos       | 0                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
| Bancos de tres transformadores   | 9                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
| Bancos de dos transformadores    | 24                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
| Transformadores monofásicos      | 41                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
| Banco de capacitores             | 0                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
| Longitud del tronco (km)         | 2                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
| Longitud total (km)              | 6,3                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
| Cargas estatales más importantes | <ul style="list-style-type: none"> <li>-Almacén TRD Nela</li> <li>-Fábrica Nela</li> <li>-Centro de Elaboración de la Merienda Escolar</li> <li>-OBE Provincial</li> <li>-Marmita OBE Provincial</li> <li>-Despacho</li> <li>-Taller BNC</li> <li>-Taller de Medicamentos</li> <li>-Taller ETECSA</li> <li>-Molino Manolo Solano</li> <li>-Cervicentro Colón</li> <li>-Pediátrico</li> </ul> |

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 118. Fuente: Elaboración propia.

| Potencias instaladas                          | Fase A | Fase B | Fase C |
|-----------------------------------------------|--------|--------|--------|
| Cantidad de transformadores por fase          | 74     | 33     | 9      |
| Potencia instalada por fase (kVA)             | 3322,5 | 1247   | 437,5  |
| Potencia total instalada en el circuito (kVA) | 5007,5 |        |        |

Los registros históricos obtenidos a partir del interruptor principal del circuito (recerrador NULEC) permiten analizar el comportamiento del mismo en un período de tiempo determinado. Las figuras 3.7 y 3.8 muestran el comportamiento de las corrientes y las potencias de este circuito para un período de tiempo de ocho días. En estas figuras se observa que el circuito analizado presenta un gráfico mixto-residencial, hay evidencias de que la fase más cargada es la (b) y la menos cargada es la (c).

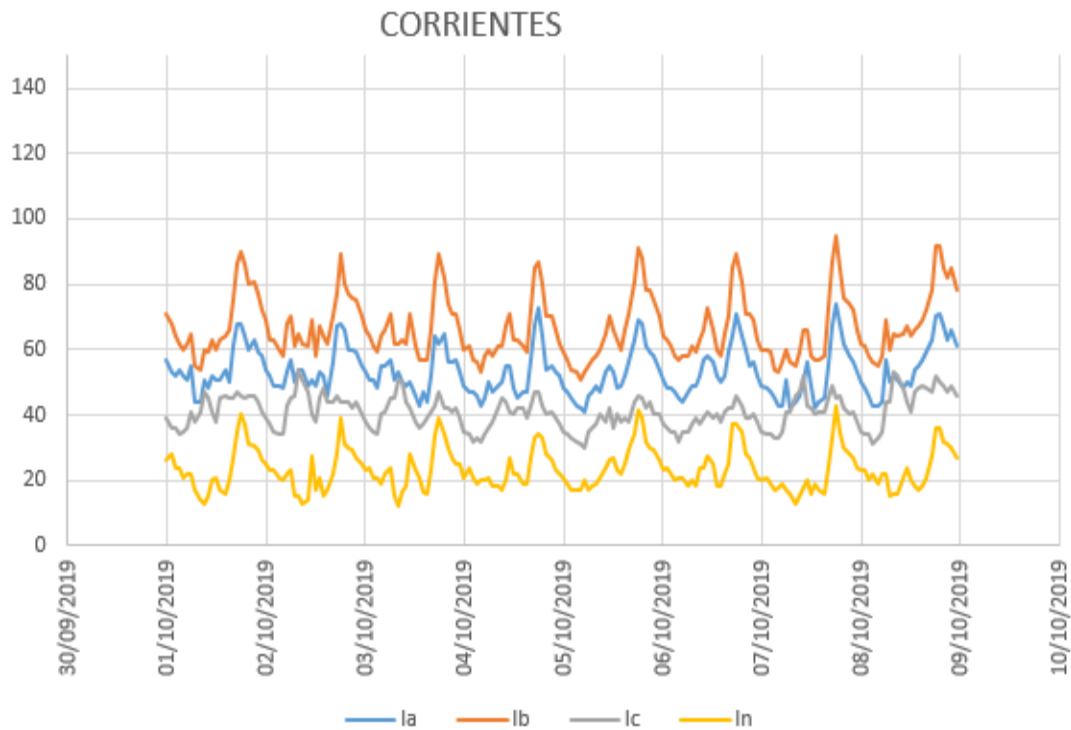


Figura 3.7: Comportamiento de las corrientes en el circuito 118. Fuente: Elaboración propia.

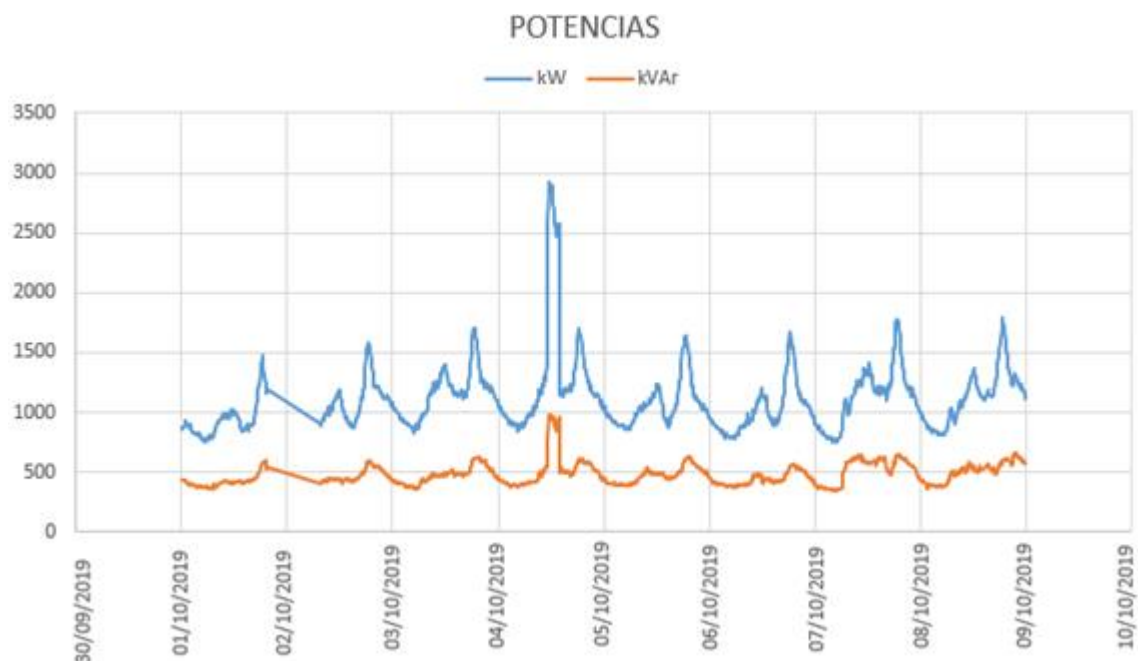


Figura 3.8: Comportamiento de las potencias en el circuito 118. Fuente: Elaboración propia.

### 3.3.1 Estimación de cargas y balanceo del circuito 118

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.

En este caso se analiza el comportamiento del circuito durante el mes de noviembre de 2019 y se escoge un día característico, en este caso el 7 de noviembre de 2019. Las potencias monofásicas y trifásicas (P1, Q1, P3 y Q3) que se obtienen en este proceso se muestran en el Anexo III.

La estimación realizada para este circuito, utilizando un ajuste por corriente de neutro, se muestra en la figura 3.9. Como se puede observar se obtiene una estimación en la cual los gráficos estimados presentan un comportamiento similar a los gráficos reales.

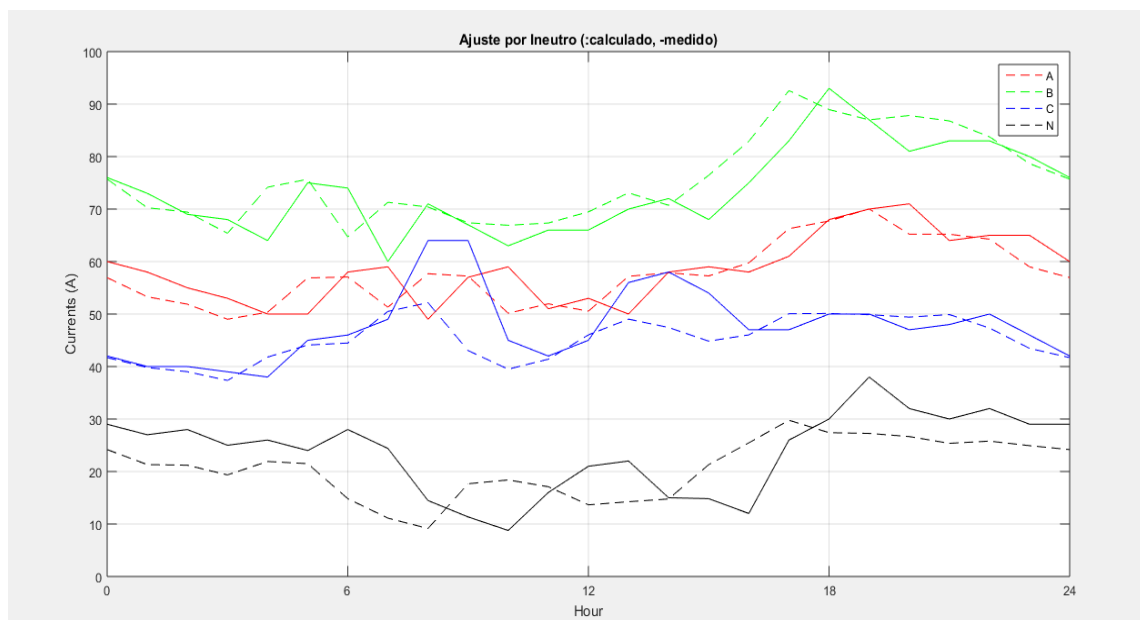


Figura 3.9: Estimación realizada para el circuito 118. Fuente: Programa de estimación de cargas.

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 decide variar solamente los ramales bifásicos y monofásicos, se utiliza una población de 100 individuos, se realizan 100 generaciones y se permiten 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 82,05 kWh/día y que la corriente de neutro total alcanza un 34,87 %. Como se explica 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 selecciona la variante # 25.

En la figura 3.10 se muestran las variantes de balanceo obtenidas para este circuito y los resultados de la variante seleccionada, observándose que la corriente de neutro se debe reducir en 22,57 % las pérdidas de energía se deben reducir en 14,15 kWh/día y solo se deben efectuar cuatro reconexiones, de ellas tres ramales y un transformador monofásico.

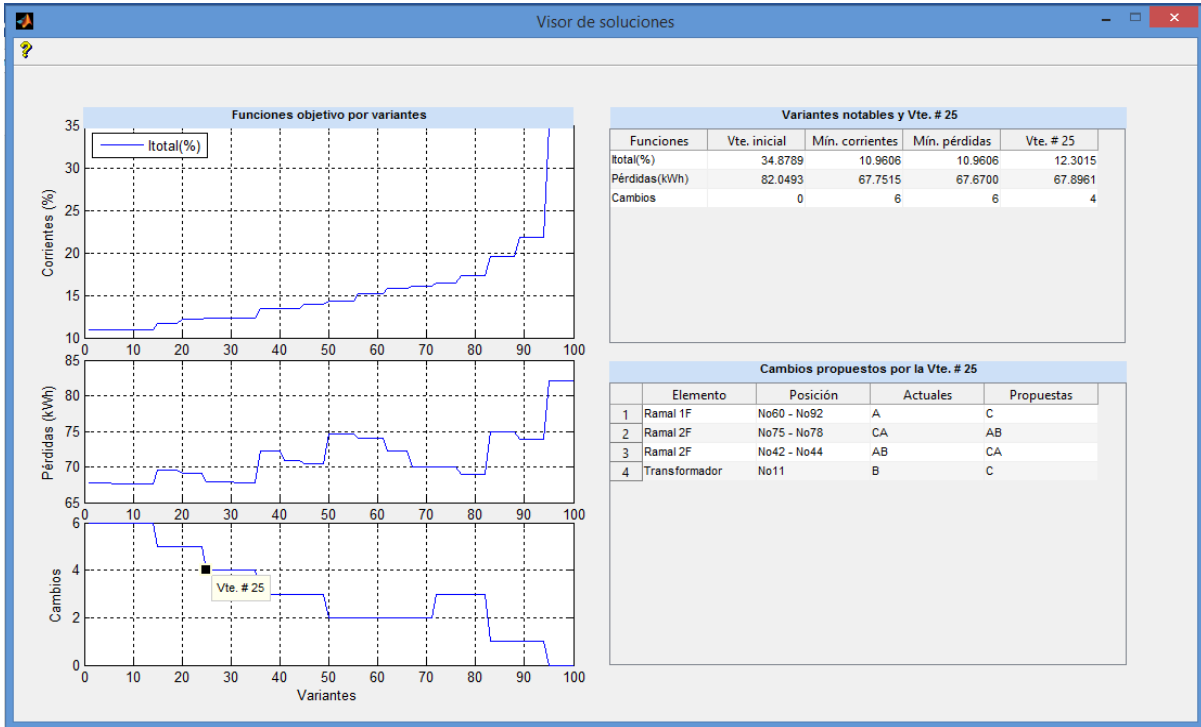


Figura 3.10: Variantes de balanceo para el circuito 118. Fuente: Programa de balanceo.

En la figura 3.11 se señalan los puntos del circuito donde deben efectuarse los cambios propuestos por el programa.

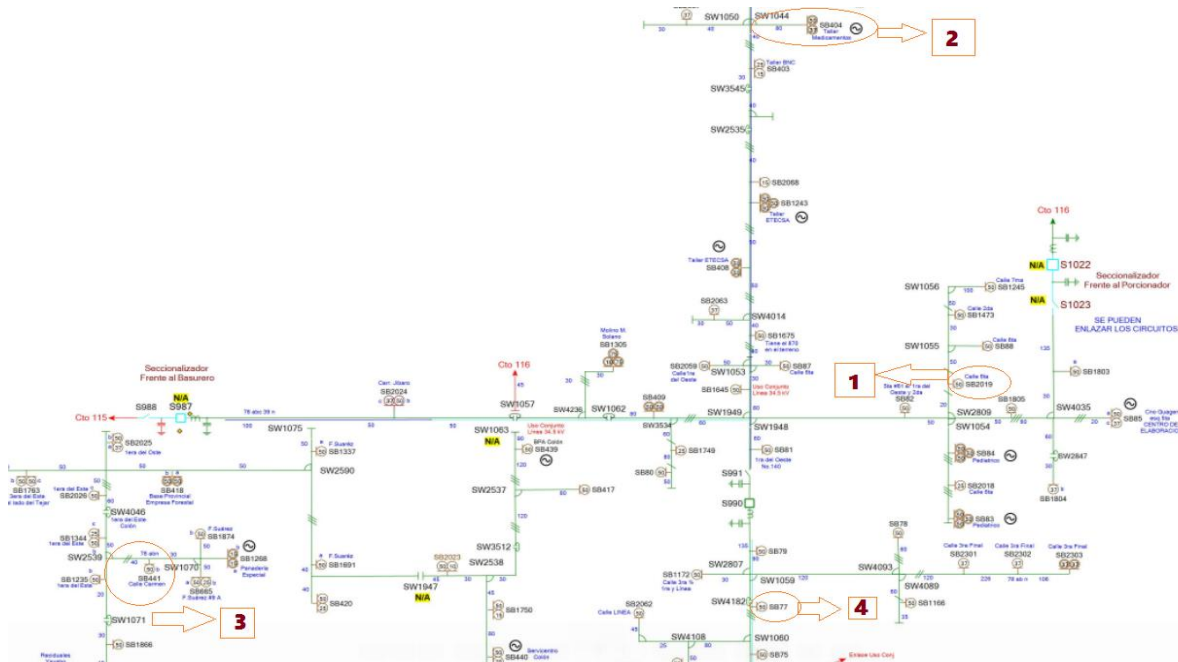


Figura 3.11: Cambios propuestos para el circuito 118. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 3.12 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.

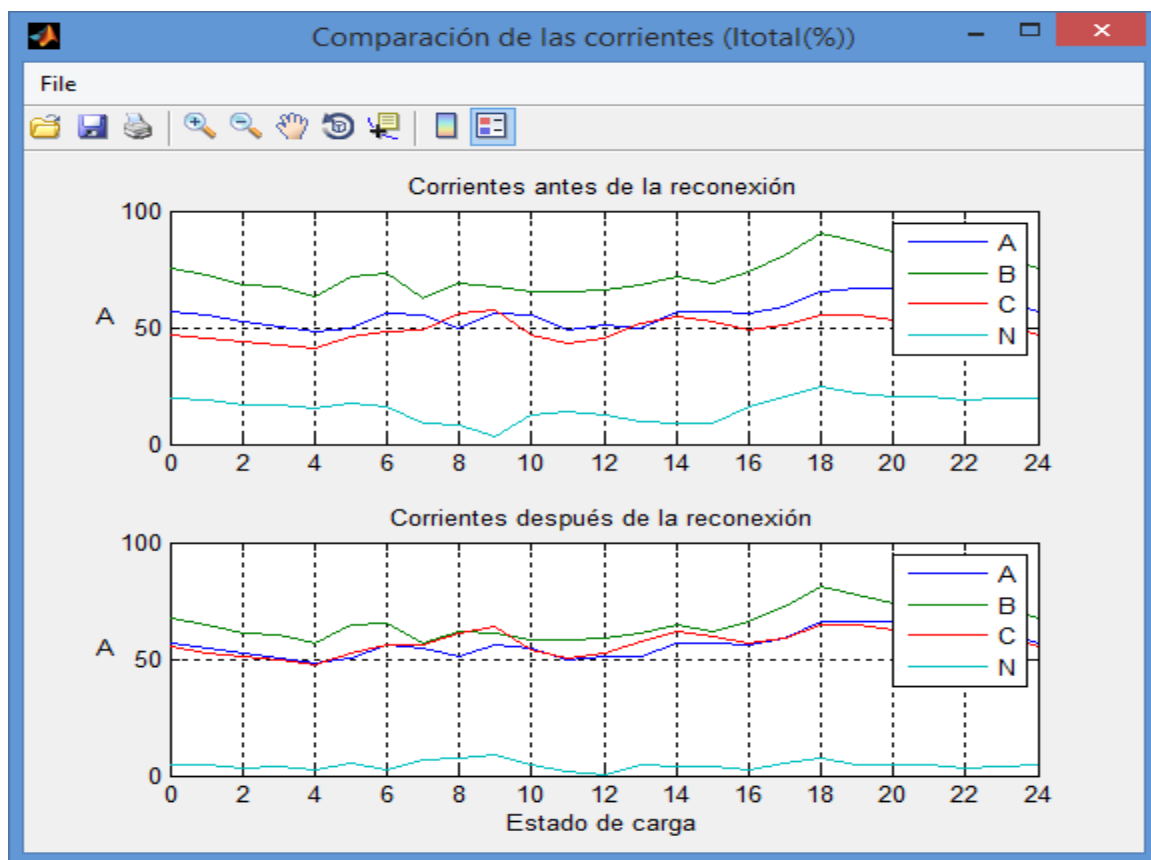


Figura 3.12: Corrientes estimadas antes y después del balanceo. Fuente: Programa de balanceo.

Como se observa en la figura anterior este circuito se encuentra inicialmente en condiciones de desbalance muy severas. Sin embargo, los resultados emitidos por el programa de balanceo muestran que cuando se logren aplicar los cambios propuestos en la práctica, se debe mejorar notablemente la operación del mismo, pues se deben equilibrar las corrientes de fase, y se debe reducir la corriente que circula por el conductor neutro lo que permitirá ajustar adecuadamente la protección de sobrecorriente de tierra. Además, se deben reducir las pérdidas de energía a lo largo del circuito y por lo tanto este debe operar con mayor eficiencia y un mayor nivel de fiabilidad. También debe mejorar notablemente la calidad de la energía que se les suministra a los clientes.

### 3.4 Análisis de los resultados obtenidos

Luego de analizar los resultados emitidos por el programa de balanceo y de seleccionar las variantes que pudieran aplicarse, se puede establecer una comparación entre las mismas teniendo en cuenta ambos circuitos en estudio. (Ver tabla 3.5)

Tabla 3.5: Comparación de las variantes seleccionadas. Fuente: Elaboración propia.

| <b>Circuito</b>             | <b>Variante seleccionada</b> | <b>Número de cambios necesarios</b> | <b>Ahorro de pérdidas kWh/día</b> | <b>Reducción de la corriente de neutro total %</b> |
|-----------------------------|------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|----------------------------------------------------|
| <b>116</b>                  | 53                           | 5                                   | 13,13                             | 5,06                                               |
| <b>118</b>                  | 25                           | 4                                   | 14,15                             | 22,58                                              |
| <b>Ahorro total kWh/día</b> | 27,28                        |                                     |                                   |                                                    |

La variante seleccionada para el circuito 118 supera a la del 116 en todos los aspectos, lo cual no quiere decir que esta última presente malos resultados, pero en ello influyen varios aspectos como son la presencia de un menor grado de desbalance y la gran extensión del mismo.

### 3.5 Conclusiones parciales

A pesar de no contar con mediciones individuales de los distintos bancos de transformadores y transformadores monofásicos, en el proceso de estimación de cargas se obtuvieron gráficos muy semejantes a los medidos por los interruptores principales de cada circuito. El programa de balanceo basado en el algoritmo NSGA-II ha tenido un comportamiento favorable en todas las corridas en cuanto a tiempo de ejecución y convergencia. Además, las soluciones teóricas seleccionadas en los diferentes circuitos, más allá del posible margen de error que puedan contener, permiten estimar un buen comportamiento en cuanto a reducción de desbalance y pérdidas de los mismos cuando estas se logren aplicar.

## CONCLUSIONES

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

1. Debido a su topología típica de construcción, las redes de distribución primaria son portadoras por excelencia de altos niveles de desbalance, lo que provoca un empobrecimiento de la calidad de la energía servida y que disminuya la flexibilidad y confiabilidad de las mismas.
2. Para obtener una buena representación de los circuitos es necesario realizar un celaje detallado de los mismos.
3. El algoritmo de estimación de carga brinda resultados satisfactorios, aunque para mejorar sus resultados deben incorporarse otros datos adicionales sobre las cargas, como una posible estimación inicial de las cargas de los transformadores a partir de tomas de carga o criterios de los técnicos.
4. El método de optimización empleado por el programa de balanceo garantiza la obtención de múltiples soluciones con un número reducido de reconexiones, que presentan reducciones significativas de pérdidas de energía y corriente de neutro. Por tanto, permite al ingeniero ejercer su criterio para escoger la variante más apropiada.
5. Las variantes seleccionadas para ambos circuitos muestran resultados satisfactorios, pues se estima que con un reducido número de reconexiones se logren indicadores muy favorables de reducción de desbalance y pérdidas.

## **RECOMENDACIONES**

- Extender el estudio a otros circuitos de la red nacional en aras de poder balancear la mayor parte de los circuitos primarios, y de esta forma reducir al máximo las pérdidas y lograr un servicio más eficiente.
- Actualizar las bases de datos de los diferentes circuitos de distribución primaria con vistas a realizar este u otros tipos de estudios.
- Aplicar los cambios propuestos por el programa de balanceo para los circuitos de estudio.
- Realizar una evaluación previa de las variantes de balanceo en cuanto a posibilidades técnicas de ejecución y de esta forma evitar que una variante quede inconclusa.
- Perfeccionar los métodos computacionales de estimación y ajuste de cargas en los circuitos de distribución primaria.

## BIBLIOGRAFÍA

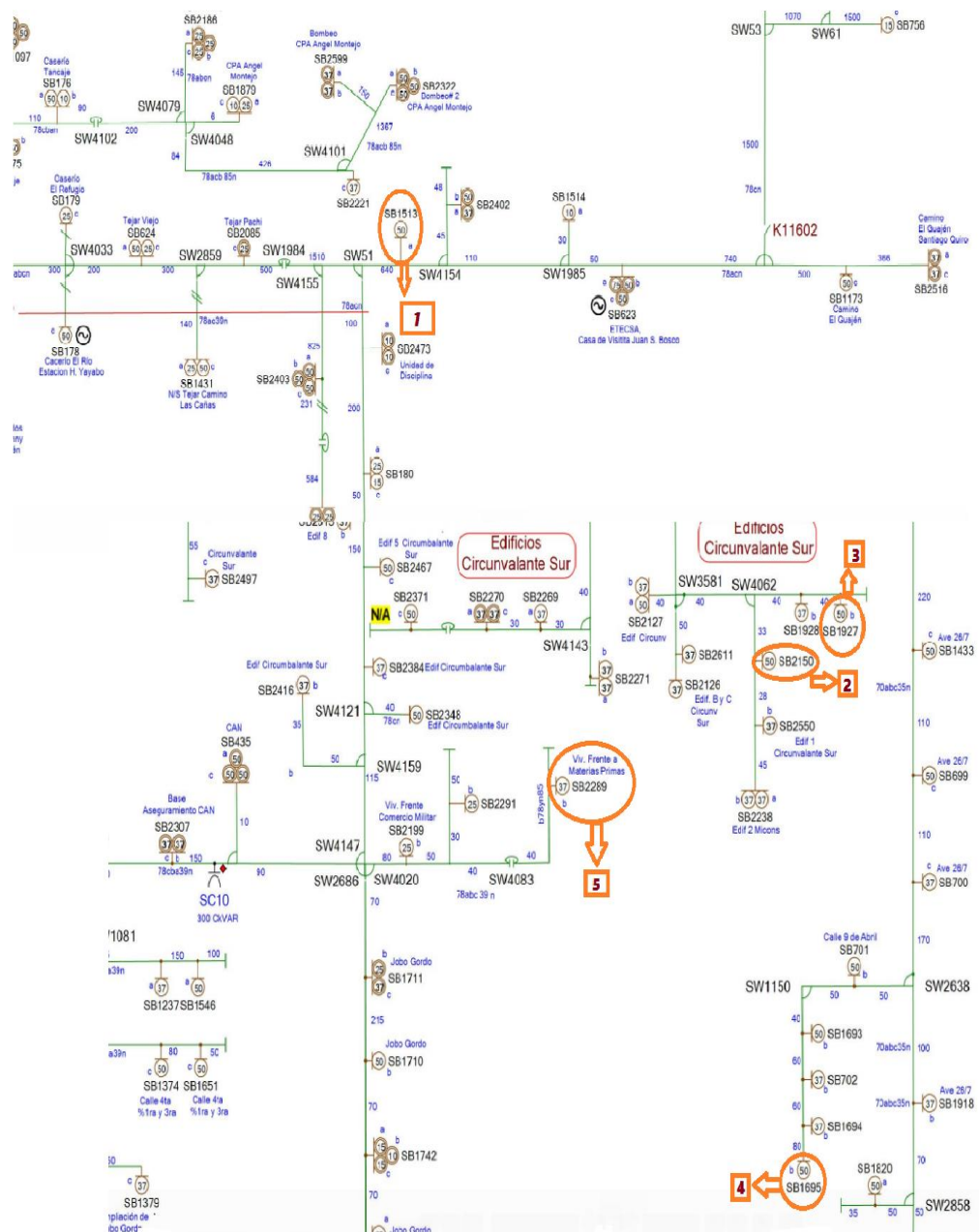
- [1] M. C. Alvarez, ""Metodología para el Balanceo de Circuitos de Distribución Primaria", " Tesis de Maestría, Departamento de Electroenergética, Universidad Central Marta Abreu de las Villas, Santa Clara, 2014.
- [2] I. P. Abril, R. H. Casanova, O. A. Fleites, (junio del 2017) "Balanceo de Fases en Circuitos de Distribución de Santa Clara". *Ingeniería Energética*. 188-197.
- [3] L. D. A. Augugliaro, M. G. Ippolito, y E. R. Sanseverino, *IEEE Trans. Power Deliv* IEEE Trans ed. ("Minimum losses reconfiguration of MV distribution networks through local control of tie-switches"). 2003, pp. 762-771.
- [4] R. G. H. Salazar, R. Romero, *IEEE Trans. Power Deliv* (Artificial neural networks and clustering techniques applied in the reconfiguration of distribution systems, no. 3). 2006, pp. 1735-1742.
- [5] D. Das. (2006) Reconfiguration of distribution system using fuzzy multi-objective approach. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 331-338.
- [6] J. Chiou. (2005) Variable scaling hybrid differential evolution for solving network reconfiguration of distribution systems. *IEEE Trans. Power Syst.* 668-674.
- [7] C. Su, "Distribution network reconfiguration for loss reduction by ant colony search algorithm," *Electr. Power Syst. Res*, vol. 75, pp. 190-199, 2015.
- [8] Z. C. Jinxiang, M. Chang, Z. (1998) Phase balancing using mixed integer linear programming. *IEEE Trans. Power Syst.* ISSN. 0885-8950.
- [9] J. B. Zhu, G. Chow, M., " «Phase balancing using simulated annealing», IEEE Trans. Power Syst.," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, pp. 1508-1513, 1999.
- [10] A. G. Ruiz, J. C. Gallego, R, "Solution to the phase balancing problem and the primary feeders reconfiguration by three phase modeling using simulated annealing," *Sci. Tech*, vol. 12, pp. 1-6, 2016.
- [11] T. C. Chen, J., "Optimal phase arrangement of distribution transformers connected to a primary feeder for system unbalance improvement and loss reduction using a genetic algorithm," in *Proceedings of the 21st International Conference on Power Industry Computer Applications. Connecting Utilities. PICA 99. To the Millennium and Beyond*, 1999, pp. 145-151.
- [12] M. B. Dilek, R.P. Thompson, J.C. Sequin, R., "Simultaneous phase balancing at substations and switches with time-varying load patterns," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, pp. 922-928, 2001.
- [13] C. C. Lin, C. Chuang, H. Ho, C. , "Heuristic rule-based phase balancing of distribution systems by considering customer load patterns," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, pp. 709-716, 2005.
- [14] C. H. Lin, "Optimal phase arrangement of distribution feeders using immune algorithm," presented at the International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems, 2017.
- [15] M. Y. C. Huang, C; Lin,C; Kang,M.S ; Chuang, H.J ; Huang,C.W, "Three-phase balancing of distribution feeders using immune algorithm," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 2, pp. 383-392, 2018.
- [16] M. Y. C. Huang, C; Lin,C; Kang,M.S ; Chuang, H.J ; Huang,C.W, "An expert system for three-phase balancing of distribution feeders," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, pp. 1488-1496, 2008.
- [17] A. S. Ukil, W; Jordaan, J., "Feeder load balancing using neural network," presented at the International Symposium on Neural Networks, 2016.

- [18] A. S. Ukil, W, "Feeder load balancing using fuzzy logic and combinatorial optimization-based implementation," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 78, pp. 1922-1932, 2008.
- [19] N. S. Gupta, A; Niazi, K "A novel strategy for phase balancing in three-phase four-wire distribution systems," *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-7, 2011.
- [20] R. A. S. Hooshmand, S, "Fuzzy optimal phase balancing of radial and meshed distribution networks using BF-PSO algorithm," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, pp. 47-57, 2012.
- [21] R. A. S. Hooshmand, S, "Simultaneous optimization of phase balancing and reconfiguration in distribution networks using BF–NM algorithm," *Int. J. Electr. Power Energy Syst*, vol. 41, pp. 76-86, 2012.
- [22] C. G. Fei, "Solving load phase balancing problem in LV distribution networks by chaotic simulated annealing," *Advanced Materials Research*, vol. 463, pp. 689-693, 2012.
- [23] M. L. Sathiskumar, L; Thiruvankadam, S, "A self adaptive hybrid differential evolution algorithm for phase balancing of unbalanced distribution system," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 42, pp. 91-97, 2012.
- [24] G. S. Mahendran, M; Thiruvankadam, S; Lakshminarasimman, L, "Multi-objective unbalanced distribution network reconfiguration through hybrid heuristic algorithm," *J. Electr. Eng. Technol*, vol. 8, pp. 215-222, 2013.
- [25] K. S. Wang, S; Robertazzi, T.G, "Phase balancing algorithms," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 96, pp. 218-224, 2013.
- [26] N. S. Gupta, A; Niazi, K.R, "A novel method for simultaneous phase balancing and mitigation of neutral current harmonics in secondary distribution systems," *Int. J. Electr. Power Energy Syst*, vol. 55, pp. 645-656, 2014.
- [27] A. N. S. MG1, "Motors and Generators," 1993.
- [28] (1990) Electromagnetic Compatibility (EMC)
- [29] *Electric Power Systems and Equipment-Voltage Ratings (60 Hertz)*, 1995.
- [30] O. N. d. Normalización, "Norma Cubana NC 365," vol. Tensiones Normalizadas, 2004.
- [31] "IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality," 1995.
- [32] P. E. B. Isoouribehere, J. C; Barbera, G. A "Estudio Comparativo de las diferentes definiciones de los Factores de Desbalance de Tensiones y Corrientes en los Sistemas Trifásicos," vol. Décimo Tercer Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ, 2009.
- [33] M. F. Cobas Pereira, "La Calidad del Suministro de la Energía Eléctrica," ISPJAE, 2006.
- [34] I. P. Abril, "Fundamentación Técnica del Programa de Balance de Fases," Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, mayo de 2016.
- [35] A. Seshadri. (consultado en octubre del 2012). *NSGA-II source code*. Available: available in <http://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/10429-nsga-ii-a-multi-objective-optimization-algorithm/content/NSGA-II/>
- [36] I. P. Abril, "Fundamentación Técnica del Programa de Estimación de Carga," Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, mayo de 2016.

## ANEXOS

## Anexo I: Planos actualizados de los circuitos

### Circuito 116





ANEXOS

|       |       |     |     |     |      |    |     |       |       |       |       |          |   |      |      |    |
|-------|-------|-----|-----|-----|------|----|-----|-------|-------|-------|-------|----------|---|------|------|----|
| No221 | No207 | ABC | A70 | CN6 | 50   | 1T | C   | 14.93 | 5.2   | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 50   | 0    | 0  |
| No207 | No218 | C   | A70 | CN6 | 70   | 1T | C   | 7.47  | 2.6   | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 25   | 0    | 0  |
| No207 | No220 | ABC | A70 | CN6 | 40   |    |     | 0     | 0     | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No220 | No227 | ABC | A70 | CN6 | 150  |    |     | 0     | 0     | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No227 | No230 | ABC | A70 | CN6 | 100  | 1T | C   | 7.47  | 2.6   | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 25   | 0    | 0  |
| No230 | No239 | ABC | A70 | CN6 | 100  | 2T | AC  | 13.65 | 4.73  | 12.93 | 4.51  | Cto-116  | 0 | 50   | 25   | 0  |
| No239 | No240 | ABC | A70 | CN6 | 50   |    |     | 0     | 0     | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No240 | No241 | ABC | A70 | CN6 | 300  |    |     | 0     | 0     | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No241 | No242 | ABC | A70 | CN6 | 200  | 2T | AC  | 13.65 | 4.73  | 12.93 | 4.51  | Cto-116  | 0 | 50   | 25   | 0  |
| No242 | No245 | ABC | A70 | CN6 | 300  |    |     | 0     | 0     | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No245 | No246 | ABC | A70 | CN6 | 100  | 1T | C   | 7.47  | 2.6   | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 25   | 0    | 0  |
| No246 | No249 | ABC | A70 | CN6 | 2010 |    |     | 0     | 0     | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No249 | No248 | ABC | A70 | CN6 | 100  | 2T | AC  | 1.22  | 0.42  | 5.17  | 1.8   | Cto-116  | 0 | 10   | 10   | 0  |
| No248 | No251 | ABC | A70 | CN6 | 200  | 2T | AC  | 6.1   | 2.11  | 7.76  | 2.7   | Cto-116  | 0 | 25   | 15   | 0  |
| No251 | No252 | ABC | A70 | CN6 | 50   |    |     | 0     | 0     | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No249 | No253 | ABC | A70 | CN6 | 640  | 1T | A   | 20.46 | 7.1   | 0     | 0     | Cto-116  | 0 | 50   | 0    | 0  |
| No253 | No258 | ABC | A70 | CN6 | 110  |    |     | 0     | 0     | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No258 | No254 | ABC | A70 | CN6 | 50   | 3T | ABC | 46.05 | 15.98 | 0     | 0     | Cto-116  | 0 | 75   | 50   | 50 |
| No254 | No257 | ABC | A70 | CN6 | 1240 | 1T | C   | 14.93 | 5.2   | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 50   | 0    | 0  |
| No257 | No260 | ABC | A70 | CN6 | 366  | 2T | AC  | 4.59  | 1.58  | 19.4  | 6.76  | Cto-116  | 0 | 37.5 | 37.5 | 0  |
| No258 | No259 | ABC | A70 | CN6 | 30   | 1T | A   | 4.09  | 1.42  | 0     | 0     | Cto-116  | 0 | 10   | 0    | 0  |
| No253 | No255 | ABC | A70 | CN6 | 45   | 2T | BA  | 2.88  | 0.99  | 26.58 | 9.22  | Cto-116  | 0 | 50   | 37.5 | 0  |
| No255 | No256 | ABC | A70 | CN6 | 48   |    |     | 0     | 0     | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No249 | No250 | ABC | A70 | CN6 | 825  | 3T | ABC | 8.51  | 2.94  | 44.37 | 15.43 | Cto-116  | 0 | 50   | 50   | 50 |
| No245 | No247 | CA  | A70 | CN6 | 140  | 2T | CA  | 5.17  | 1.81  | 17.72 | 6.15  | Cto-116  | 0 | 50   | 25   | 0  |
| No241 | No244 | C   | A70 | CN6 | 50   | 1T | C   | 7.47  | 2.6   | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 25   | 0    | 0  |
| No241 | No243 | C   | A70 | CN6 | 50   | 1T | C   | 14.93 | 5.2   | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 50   | 0    | 0  |
| No227 | No232 | C   | A70 | CN6 | 150  | 1T | C   | 7.47  | 2.6   | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 25   | 0    | 0  |
| No232 | No231 | C   | A70 | CN6 | 100  |    |     | 0     | 0     | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No231 | No233 | C   | A70 | CN6 | 140  |    |     | 0     | 0     | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No233 | No234 | C   | A70 | CN6 | 15   | 1T | C   | 14.93 | 5.2   | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 50   | 0    | 0  |
| No234 | No235 | C   | A70 | CN6 | 100  |    |     | 0     | 0     | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No235 | No236 | C   | A70 | CN6 | 50   | 1T | C   | 11.2  | 3.9   | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 37.5 | 0    | 0  |
| No235 | No237 | C   | A70 | CN6 | 110  | 1T | C   | 14.93 | 5.2   | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 50   | 0    | 0  |
| No237 | No238 | C   | A70 | CN6 | 80   |    |     | 0     | 0     | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No220 | No228 | B   | A70 | CN6 | 50   | 1T | B   | 8.95  | 3.1   | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 25   | 0    | 0  |
| No228 | No229 | B   | A70 | CN6 | 30   |    |     | 0     | 0     | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No207 | No219 | AB  | A70 | CN6 | 60   | 2T | AB  | 2.17  | 0.76  | 23.25 | 8.06  | Cto-116  | 0 | 37.5 | 37.5 | 0  |
| No219 | No222 | AB  | A70 | CN6 | 60   |    |     | 0     | 0     | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No222 | No225 | AB  | A70 | CN6 | 60   | 1T | B   | 17.9  | 6.2   | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 50   | 0    | 0  |

ANEXOS

|       |       |     |     |     |      |    |     |       |      |       |       |          |     |      |      |    |
|-------|-------|-----|-----|-----|------|----|-----|-------|------|-------|-------|----------|-----|------|------|----|
| No225 | No224 | AB  | A70 | CN6 | 80   |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0   | 0    | 0    | 0  |
| No222 | No226 | AB  | A70 | CN6 | 40   | 2T | AB  | 7.7   | 2.68 | 23.25 | 8.06  | Cto-116  | 0   | 50   | 37.5 | 0  |
| No226 | No223 | AB  | A70 | CN6 | 80   |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0   | 0    | 0    | 0  |
| No202 | No208 | C   | CN2 | CN6 | 50   | 1T | C   | 11.2  | 3.9  | 0     | 0     | Cto-116b | 0   | 37.5 | 0    | 0  |
| No208 | No209 | C   | CN2 | CN6 | 165  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0   | 0    | 0    | 0  |
| No209 | No210 | C   | CN2 | CN6 | 30   | 1T | C   | 11.2  | 3.9  | 0     | 0     | Cto-116b | 0   | 37.5 | 0    | 0  |
| No210 | No212 | C   | CN2 | CN6 | 30   |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0   | 0    | 0    | 0  |
| No209 | No214 | C   | CN2 | CN6 | 50   |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0   | 0    | 0    | 0  |
| No214 | No215 | C   | CN2 | CN6 | 30   | 1T | C   | 11.2  | 3.9  | 0     | 0     | Cto-116b | 0   | 37.5 | 0    | 0  |
| No215 | No217 | C   | CN2 | CN6 | 30   |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0   | 0    | 0    | 0  |
| No214 | No216 | C   | CN2 | CN6 | 60   |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0   | 0    | 0    | 0  |
| No209 | No211 | C   | CN2 | CN6 | 30   | 1T | C   | 11.2  | 3.9  | 0     | 0     | Cto-116b | 0   | 37.5 | 0    | 0  |
| No211 | No213 | C   | CN2 | CN6 | 80   |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0   | 0    | 0    | 0  |
| No24  | No203 | ABC | A70 | CN6 | 70   |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0   | 0    | 0    | 0  |
| No203 | No205 | B   | A70 | CN6 | 50   | 1T | B   | 8.95  | 3.1  | 0     | 0     | Cto-116b | 0   | 25   | 0    | 0  |
| No203 | No206 | ABC | A70 | CN6 | 60   |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0   | 0    | 0    | 0  |
| No24  | No204 | A   | A70 | CN6 | 70   | 1T | A   | 15.35 | 5.33 | 0     | 0     | Cto-116  | 0   | 37.5 | 0    | 0  |
| No175 | No176 | ABC | A70 | CN6 | 30   | 1T | C   | 11.2  | 3.9  | 0     | 0     | Cto-116b | 0   | 37.5 | 0    | 0  |
| No176 | No174 | ABC | A70 | CN6 | 290  | 1T | B   | 17.9  | 6.2  | 0     | 0     | Cto-116b | 225 | 50   | 0    | 0  |
| No174 | No177 | ABC | A70 | CN6 | 70   | 1T | C   | 11.2  | 3.9  | 0     | 0     | Cto-116b | 0   | 37.5 | 0    | 0  |
| No177 | No180 | ABC | A70 | CN6 | 250  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0   | 0    | 0    | 0  |
| No180 | No178 | ABC | A70 | CN6 | 70   | 1T | A   | 20.46 | 7.1  | 0     | 0     | Cto-116  | 0   | 50   | 0    | 0  |
| No178 | No182 | ABC | A70 | CN6 | 250  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0   | 0    | 0    | 0  |
| No182 | No183 | ABC | A70 | CN6 | 20   | 1T | B   | 17.9  | 6.2  | 0     | 0     | Cto-116b | 0   | 50   | 0    | 0  |
| No183 | No185 | ABC | A70 | CN6 | 390  | 1T | C   | 14.93 | 5.2  | 0     | 0     | Cto-116b | 0   | 50   | 0    | 0  |
| No185 | No196 | ABC | A70 | CN6 | 170  | 3T | CAB | 3.31  | 1.19 | 26.99 | 9.33  | Cto-116  | 0   | 37.5 | 25   | 25 |
| No196 | No197 | ABC | A70 | CN6 | 340  | 1T | C   | 4.48  | 1.56 | 0     | 0     | Cto-116b | 0   | 15   | 0    | 0  |
| No197 | No198 | ABC | A70 | CN6 | 750  | 3T | ABC | 8.51  | 2.94 | 44.37 | 15.43 | Cto-116  | 0   | 50   | 50   | 50 |
| No198 | No201 | B   | A70 | CN6 | 600  | 1T | B   | 8.95  | 3.1  | 0     | 0     | Cto-116  | 0   | 25   | 0    | 0  |
| No197 | No199 | ABC | A70 | CN6 | 440  | 1T | C   | 7.47  | 2.6  | 0     | 0     | Cto-116b | 0   | 25   | 0    | 0  |
| No199 | No200 | ABC | A70 | CN6 | 1080 | 2T | CA  | 5.17  | 1.81 | 17.72 | 6.15  | Cto-116  | 0   | 50   | 25   | 0  |
| No183 | No186 | ABC | A70 | CN6 | 110  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0   | 0    | 0    | 0  |
| No186 | No187 | ABC | A70 | CN6 | 110  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0   | 0    | 0    | 0  |
| No187 | No189 | ABC | A70 | CN6 | 70   | 2T | AB  | 2.9   | 1.01 | 31.01 | 10.74 | Cto-116  | 0   | 50   | 50   | 0  |
| No189 | No190 | ABC | A70 | CN6 | 110  | 2T | AB  | 17.29 | 6    | 6.2   | 2.15  | Cto-116  | 0   | 50   | 10   | 0  |
| No190 | No191 | ABC | A70 | CN6 | 296  | 2T | AC  | 7.54  | 2.61 | 5.17  | 1.8   | Cto-116  | 0   | 25   | 10   | 0  |
| No191 | No192 | ABC | A70 | CN6 | 510  | 1T | C   | 11.2  | 3.9  | 0     | 0     | Cto-116b | 0   | 37.5 | 0    | 0  |
| No192 | No194 | ABC | A70 | CN6 | 1367 | 3T | ABC | 8.51  | 2.94 | 44.37 | 15.43 | Cto-116  | 0   | 50   | 50   | 50 |
| No194 | No195 | ABC | A70 | CN6 | 150  | 2T | AB  | 2.17  | 0.76 | 23.25 | 8.06  | Cto-116  | 0   | 37.5 | 37.5 | 0  |
| No191 | No193 | ABC | A70 | CN6 | 145  | 3T | ABC | 4.25  | 1.47 | 22.19 | 7.71  | Cto-116  | 0   | 25   | 25   | 25 |

## ANEXOS

|       |       |     |     |     |     |    |     |       |      |       |       |          |   |      |      |    |
|-------|-------|-----|-----|-----|-----|----|-----|-------|------|-------|-------|----------|---|------|------|----|
| No186 | No188 | ABC | A35 | CN6 | 40  | 3T | ABC | 8.51  | 2.94 | 44.37 | 15.43 | Cto-116  | 0 | 50   | 50   | 50 |
| No182 | No184 | ABC | A70 | CN6 | 50  | 3T | ABC | 12.76 | 4.41 | 66.56 | 23.14 | Cto-116  | 0 | 75   | 75   | 75 |
| No180 | No179 | AB  | A70 | CN6 | 170 |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No179 | No181 | AB  | A70 | CN6 | 120 | 2T | AB  | 2.9   | 1.01 | 31.01 | 10.74 | Cto-116  | 0 | 50   | 50   | 0  |
| No23  | No25  | ABC | A70 | CN6 | 150 | 1T | B   | 13.43 | 4.65 | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 37.5 | 0    | 0  |
| No25  | No26  | ABC | A70 | CN6 | 50  | 1T | B   | 13.43 | 4.65 | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 37.5 | 0    | 0  |
| No26  | No29  | ABC | A70 | CN6 | 170 |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No29  | No30  | ABC | A35 | CN6 | 120 |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No30  | No32  | ABC | A35 | CN6 | 400 |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No32  | No34  | ABC | A35 | CN6 | 150 |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No34  | No37  | ABC | A35 | CN6 | 400 |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No37  | No42  | ABC | A35 | CN6 | 80  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No42  | No44  | ABC | A70 | CN6 | 100 |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No44  | No64  | ABC | A70 | CN6 | 70  | 1T | B   | 17.9  | 6.2  | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 50   | 0    | 0  |
| No64  | No48  | ABC | A70 | CN6 | 50  | 1T | B   | 13.43 | 4.65 | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 37.5 | 0    | 0  |
| No48  | No65  | ABC | A70 | CN6 | 50  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No65  | No66  | ABC | A70 | CN6 | 100 |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No66  | No68  | ABC | A70 | CN6 | 70  | 1T | B   | 13.43 | 4.65 | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 37.5 | 0    | 0  |
| No68  | No72  | ABC | A70 | CN6 | 100 |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No72  | No73  | ABC | A70 | CN6 | 170 | 1T | C   | 11.2  | 3.9  | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 37.5 | 0    | 0  |
| No73  | No79  | ABC | A70 | CN6 | 110 | 1T | C   | 14.93 | 5.2  | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 50   | 0    | 0  |
| No79  | No80  | ABC | A70 | CN6 | 110 | 1T | C   | 14.93 | 5.2  | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 50   | 0    | 0  |
| No80  | No81  | ABC | A70 | CN6 | 220 | 1T | B   | 13.43 | 4.65 | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 37.5 | 0    | 0  |
| No81  | No82  | ABC | A70 | CN6 | 100 |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No82  | No83  | ABC | A70 | CN6 | 50  | 2T | AC  | 9.98  | 3.45 | 19.4  | 6.76  | Cto-116  | 0 | 50   | 37.5 | 0  |
| No83  | No85  | ABC | A35 | CN6 | 50  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No85  | No87  | ABC | A35 | CN6 | 70  | 1T | C   | 11.2  | 3.9  | 0     | 0     | Cto-116  | 0 | 37.5 | 0    | 0  |
| No87  | No89  | ABC | A35 | CN6 | 70  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No89  | No103 | ABC | A35 | CN6 | 40  | 1T | A   | 15.35 | 5.33 | 0     | 0     | Cto-116  | 0 | 37.5 | 0    | 0  |
| No103 | No106 | ABC | A35 | CN6 | 40  | 2T | AB  | 2.17  | 0.76 | 23.25 | 8.06  | Cto-116  | 0 | 37.5 | 37.5 | 0  |
| No106 | No107 | ABC | A35 | CN6 | 30  | 1T | A   | 15.35 | 5.33 | 0     | 0     | Cto-116  | 0 | 37.5 | 0    | 0  |
| No107 | No109 | ABC | A35 | CN6 | 30  | 2T | AC  | 4.59  | 1.58 | 19.4  | 6.76  | Cto-116  | 0 | 37.5 | 37.5 | 0  |
| No109 | No108 | ABC | A35 | CN6 | 50  | 1T | C   | 14.93 | 5.2  | 0     | 0     | Cto-116  | 0 | 50   | 0    | 0  |
| No89  | No104 | ABC | A35 | CN6 | 40  | 1T | A   | 15.35 | 5.33 | 0     | 0     | Cto-116  | 0 | 37.5 | 0    | 0  |
| No104 | No105 | ABC | A35 | CN6 | 50  | 1T | A   | 15.35 | 5.33 | 0     | 0     | Cto-116  | 0 | 37.5 | 0    | 0  |
| No87  | No91  | ABC | A35 | CN6 | 50  | 2T | BC  | 7.3   | 2.51 | 19.4  | 6.76  | Cto-116  | 0 | 50   | 37.5 | 0  |
| No91  | No92  | ABC | A35 | CN6 | 70  | 2T | AB  | 12.14 | 4.21 | 6.2   | 2.15  | Cto-116  | 0 | 37.5 | 10   | 0  |
| No92  | No93  | ABC | A35 | CN6 | 60  | 1T | B   | 3.58  | 1.24 | 0     | 0     | Cto-116  | 0 | 10   | 0    | 0  |
| No87  | No90  | ABC | A35 | CN6 | 50  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No90  | No94  | ABC | A35 | CN6 | 40  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |

ANEXOS

|       |       |     |     |     |     |    |     |       |      |       |       |          |     |      |      |    |
|-------|-------|-----|-----|-----|-----|----|-----|-------|------|-------|-------|----------|-----|------|------|----|
| No94  | No98  | ABC | A35 | CN6 | 33  | 1T | B   | 17.9  | 6.2  | 0     | 0     | Cto-116b | 0   | 50   | 0    | 0  |
| No98  | No101 | ABC | A35 | CN6 | 28  | 1T | B   | 13.43 | 4.65 | 0     | 0     | Cto-116b | 0   | 37.5 | 0    | 0  |
| No101 | No102 | ABC | A35 | CN6 | 45  | 2T | AB  | 2.17  | 0.76 | 23.25 | 8.06  | Cto-116  | 0   | 37.5 | 37.5 | 0  |
| No94  | No99  | ABC | A35 | CN6 | 40  | 1T | B   | 13.43 | 4.65 | 0     | 0     | Cto-116b | 0   | 37.5 | 0    | 0  |
| No99  | No100 | ABC | A35 | CN6 | 40  | 1T | B   | 17.9  | 6.2  | 0     | 0     | Cto-116b | 0   | 50   | 0    | 0  |
| No90  | No96  | ABC | A35 | CN6 | 50  | 1T | B   | 13.43 | 4.65 | 0     | 0     | Cto-116b | 0   | 37.5 | 0    | 0  |
| No96  | No95  | ABC | A35 | CN6 | 50  | 1T | A   | 15.35 | 5.33 | 0     | 0     | Cto-116  | 0   | 37.5 | 0    | 0  |
| No90  | No97  | ABC | A35 | CN6 | 40  | 2T | AB  | 7.7   | 2.68 | 23.25 | 8.06  | Cto-116  | 0   | 50   | 37.5 | 0  |
| No85  | No88  | ABC | A35 | CN6 | 220 | 2T | BA  | 3.55  | 1.23 | 17.72 | 6.15  | Cto-116  | 0   | 37.5 | 25   | 0  |
| No83  | No86  | ABC | A70 | CN6 | 80  | 3T | CAB | 6.61  | 2.37 | 53.97 | 18.67 | Cto-116  | 0   | 75   | 50   | 50 |
| No82  | No84  | ABC | A70 | CN6 | 50  | 1T | A   | 15.35 | 5.33 | 0     | 0     | Cto-116  | 0   | 37.5 | 0    | 0  |
| No72  | No74  | ABC | A70 | CN6 | 50  | 1T | B   | 17.9  | 6.2  | 0     | 0     | Cto-116b | 0   | 50   | 0    | 0  |
| No74  | No75  | ABC | A70 | CN6 | 90  | 1T | B   | 17.9  | 6.2  | 0     | 0     | Cto-116b | 0   | 50   | 0    | 0  |
| No75  | No76  | ABC | A70 | CN6 | 60  | 1T | B   | 13.43 | 4.65 | 0     | 0     | Cto-116b | 0   | 37.5 | 0    | 0  |
| No76  | No77  | ABC | A70 | CN6 | 60  | 1T | B   | 13.43 | 4.65 | 0     | 0     | Cto-116b | 0   | 37.5 | 0    | 0  |
| No77  | No78  | ABC | A70 | CN6 | 80  | 1T | B   | 17.9  | 6.2  | 0     | 0     | Cto-116b | 0   | 50   | 0    | 0  |
| No66  | No70  | ABC | A70 | CN6 | 50  | 1T | A   | 20.46 | 7.1  | 0     | 0     | Cto-116  | 0   | 50   | 0    | 0  |
| No70  | No71  | ABC | A70 | CN6 | 35  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0   | 0    | 0    | 0  |
| No65  | No67  | ABC | A70 | CN6 | 50  | 1T | C   | 11.2  | 3.9  | 0     | 0     | Cto-116  | 0   | 37.5 | 0    | 0  |
| No67  | No69  | ABC | A70 | CN6 | 60  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0   | 0    | 0    | 0  |
| No69  | No110 | ABC | A70 | CN6 | 50  | 2T | BA  | 8.29  | 2.87 | 17.72 | 6.15  | Cto-116  | 0   | 50   | 25   | 0  |
| No110 | No122 | ABC | A70 | CN6 | 70  | 3T | ACB | 9.21  | 3.2  | 0     | 0     | Cto-116  | 0   | 15   | 15   | 10 |
| No122 | No123 | ABC | A70 | CN6 | 70  | 1T | B   | 17.9  | 6.2  | 0     | 0     | Cto-116  | 0   | 50   | 0    | 0  |
| No123 | No124 | ABC | A70 | CN6 | 215 | 2T | CB  | 2.51  | 0.89 | 15.5  | 5.37  | Cto-116  | 0   | 37.5 | 25   | 0  |
| No124 | No125 | ABC | A70 | CN6 | 70  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0   | 0    | 0    | 0  |
| No125 | No126 | ABC | A70 | CN6 | 90  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0   | 0    | 0    | 0  |
| No126 | No145 | ABC | A70 | CN6 | 150 | 2T | BC  | 2.5   | 0.84 | 19.4  | 6.76  | Cto-116b | 300 | 37.5 | 37.5 | 0  |
| No145 | No147 | ABC | A70 | CN6 | 110 |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0   | 0    | 0    | 0  |
| No147 | No148 | ABC | A70 | CN6 | 30  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0   | 0    | 0    | 0  |
| No148 | No162 | ABC | A70 | CN6 | 50  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0   | 0    | 0    | 0  |
| No162 | No169 | C   | A70 | CN6 | 100 | 1T | C   | 11.2  | 3.9  | 0     | 0     | Cto-116b | 0   | 37.5 | 0    | 0  |
| No162 | No166 | C   | A70 | CN6 | 80  | 1T | C   | 14.93 | 5.2  | 0     | 0     | Cto-116b | 0   | 50   | 0    | 0  |
| No166 | No168 | C   | A70 | CN6 | 50  | 1T | C   | 14.93 | 5.2  | 0     | 0     | Cto-116b | 0   | 50   | 0    | 0  |
| No162 | No167 | C   | A70 | CN6 | 135 |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0   | 0    | 0    | 0  |
| No167 | No170 | C   | A70 | CN6 | 50  | 1T | C   | 14.93 | 5.2  | 0     | 0     | Cto-116b | 0   | 50   | 0    | 0  |
| No170 | No172 | C   | A70 | CN6 | 185 | 1T | C   | 11.2  | 3.9  | 0     | 0     | Cto-116b | 0   | 37.5 | 0    | 0  |
| No172 | No173 | C   | A70 | CN6 | 75  | 1T | C   | 11.2  | 3.9  | 0     | 0     | Cto-116b | 0   | 37.5 | 0    | 0  |
| No167 | No171 | C   | A70 | CN6 | 30  | 1T | C   | 11.2  | 3.9  | 0     | 0     | Cto-116b | 0   | 37.5 | 0    | 0  |
| No148 | No163 | A   | A70 | CN6 | 55  | 1T | A   | 15.35 | 5.33 | 0     | 0     | Cto-116  | 0   | 37.5 | 0    | 0  |
| No163 | No164 | A   | A70 | CN6 | 150 | 1T | A   | 20.46 | 7.1  | 0     | 0     | Cto-116  | 0   | 50   | 0    | 0  |

## ANEXOS

|       |       |     |     |     |     |    |     |       |      |       |       |          |   |      |      |      |
|-------|-------|-----|-----|-----|-----|----|-----|-------|------|-------|-------|----------|---|------|------|------|
| No164 | No165 | A   | A70 | CN6 | 100 |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No147 | No149 | ABC | A70 | CN6 | 70  | 1T | A   | 15.35 | 5.33 | 0     | 0     | Cto-116  | 0 | 37.5 | 0    | 0    |
| No149 | No150 | ABC | A70 | CN6 | 80  | 3T | ABC | 6.38  | 2.2  | 33.28 | 11.57 | Cto-116  | 0 | 37.5 | 37.5 | 37.5 |
| No150 | No151 | ABC | A70 | CN6 | 60  | 1T | A   | 15.35 | 5.33 | 0     | 0     | Cto-116  | 0 | 37.5 | 0    | 0    |
| No151 | No152 | ABC | A70 | CN6 | 30  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No152 | No153 | ABC | A70 | CN6 | 150 | 1T | C   | 11.2  | 3.9  | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 37.5 | 0    | 0    |
| No153 | No155 | ABC | A70 | CN6 | 90  | 2T | CB  | 2.51  | 0.89 | 15.5  | 5.37  | Cto-116b | 0 | 37.5 | 25   | 0    |
| No155 | No156 | ABC | A70 | CN6 | 40  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No155 | No157 | C   | A70 | CN6 | 60  | 1T | C   | 14.93 | 5.2  | 0     | 0     | Cto-116  | 0 | 50   | 0    | 0    |
| No152 | No154 | ABC | A70 | CN6 | 60  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No154 | No158 | B   | A70 | CN6 | 70  | 1T | B   | 13.43 | 4.65 | 0     | 0     | Cto-116  | 0 | 37.5 | 0    | 0    |
| No154 | No159 | ABC | A70 | CN6 | 80  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No159 | No160 | B   | A70 | CN6 | 40  | 1T | B   | 17.9  | 6.2  | 0     | 0     | Cto-116  | 0 | 50   | 0    | 0    |
| No160 | No161 | B   | A70 | CN6 | 90  | 1T | B   | 13.43 | 4.65 | 0     | 0     | Cto-116  | 0 | 37.5 | 0    | 0    |
| No126 | No146 | ABC | A70 | CN6 | 10  | 3T | ABC | 8.51  | 2.94 | 44.37 | 15.43 | Cto-116  | 0 | 50   | 50   | 50   |
| No125 | No128 | ABC | A70 | CN6 | 80  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No128 | No129 | ABC | A70 | CN6 | 50  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No129 | No130 | ABC | A70 | CN6 | 80  | 1T | B   | 8.95  | 3.1  | 0     | 0     | Cto-116  | 0 | 25   | 0    | 0    |
| No129 | No131 | ABC | A70 | CN6 | 40  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No131 | No132 | ABC | A70 | CN6 | 40  | 1T | B   | 13.43 | 4.65 | 0     | 0     | Cto-116  | 0 | 37.5 | 0    | 0    |
| No125 | No127 | ABC | A70 | CN6 | 115 |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No127 | No133 | ABC | A70 | CN6 | 50  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No133 | No135 | ABC | A70 | CN6 | 50  | 1T | C   | 11.2  | 3.9  | 0     | 0     | Cto-116  | 0 | 37.5 | 0    | 0    |
| No135 | No136 | ABC | A70 | CN6 | 50  | 1T | C   | 14.93 | 5.2  | 0     | 0     | Cto-116  | 0 | 50   | 0    | 0    |
| No136 | No138 | ABC | A70 | CN6 | 150 | 1T | B   | 13.43 | 4.65 | 0     | 0     | Cto-116  | 0 | 37.5 | 0    | 0    |
| No138 | No139 | ABC | A70 | CN6 | 250 | 2T | AC  | 4.59  | 1.58 | 19.4  | 6.76  | Cto-116  | 0 | 37.5 | 37.5 | 0    |
| No139 | No141 | ABC | A70 | CN6 | 140 | 2T | AC  | 11.3  | 3.92 | 7.76  | 2.7   | Cto-116  | 0 | 37.5 | 15   | 0    |
| No138 | No140 | ABC | A70 | CN6 | 67  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No140 | No142 | ABC | A70 | CN6 | 9   | 1T | B   | 13.43 | 4.65 | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 37.5 | 0    | 0    |
| No140 | No143 | ABC | A70 | CN6 | 21  | 1T | C   | 11.2  | 3.9  | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 37.5 | 0    | 0    |
| No143 | No144 | ABC | A70 | CN6 | 55  | 1T | C   | 11.2  | 3.9  | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 37.5 | 0    | 0    |
| No133 | No137 | ABC | A70 | CN6 | 40  | 1T | C   | 14.93 | 5.2  | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 50   | 0    | 0    |
| No127 | No134 | ABC | A70 | CN6 | 85  | 1T | B   | 13.43 | 4.65 | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 37.5 | 0    | 0    |
| No69  | No111 | ABC | A70 | CN6 | 50  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No111 | No112 | ABC | A70 | CN6 | 50  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No112 | No114 | CA  | A70 | CN6 | 70  | 2T | AC  | 16.46 | 5.71 | 7.76  | 2.7   | Cto-116  | 0 | 50   | 15   | 0    |
| No114 | No117 | CA  | A70 | CN6 | 60  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No117 | No116 | CA  | A70 | CN6 | 60  | 1T | A   | 20.46 | 7.1  | 0     | 0     | Cto-116  | 0 | 50   | 0    | 0    |
| No116 | No119 | CA  | A70 | CN6 | 50  | 1T | C   | 14.93 | 5.2  | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 50   | 0    | 0    |
| No119 | No120 | CA  | A70 | CN6 | 150 | 1T | C   | 14.93 | 5.2  | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 50   | 0    | 0    |

ANEXOS

|       |       |     |     |     |     |    |     |       |       |       |       |          |   |      |      |      |
|-------|-------|-----|-----|-----|-----|----|-----|-------|-------|-------|-------|----------|---|------|------|------|
| No120 | No121 | CA  | A70 | CN6 | 60  | 1T | C   | 14.93 | 5.2   | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 50   | 0    | 0    |
| No117 | No118 | CA  | A70 | CN6 | 120 | 1T | A   | 15.35 | 5.33  | 0     | 0     | Cto-116  | 0 | 37.5 | 0    | 0    |
| No112 | No115 | ABC | A70 | CN6 | 50  | 2T | BC  | 7.3   | 2.51  | 19.4  | 6.76  | Cto-116  | 0 | 50   | 37.5 | 0    |
| No111 | No113 | ABC | A70 | CN6 | 70  | 1T | A   | 20.46 | 7.1   | 0     | 0     | Cto-116  | 0 | 50   | 0    | 0    |
| No44  | No49  | ABC | A70 | CN6 | 70  | 1T | B   | 17.9  | 6.2   | 0     | 0     | Cto-116  | 0 | 50   | 0    | 0    |
| No49  | No50  | ABC | A70 | CN6 | 80  |    |     | 0     | 0     | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No50  | No51  | ABC | A70 | CN6 | 180 | 1T | B   | 3.58  | 1.24  | 0     | 0     | Cto-116  | 0 | 10   | 0    | 0    |
| No50  | No53  | ABC | A70 | CN6 | 75  | 2T | CB  | 1.7   | 0.62  | 23.25 | 8.06  | Cto-116  | 0 | 50   | 37.5 | 0    |
| No53  | No54  | ABC | A70 | CN6 | 100 |    |     | 0     | 0     | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No54  | No56  | ABC | A70 | CN6 | 100 | 2T | BC  | 3.33  | 1.12  | 25.86 | 9.01  | Cto-116b | 0 | 50   | 50   | 0    |
| No56  | No62  | ABC | A70 | CN6 | 50  | 2T | CA  | 0.21  | 0.09  | 25.54 | 8.88  | Cto-116  | 0 | 50   | 37.5 | 0    |
| No62  | No63  | ABC | A70 | CN6 | 45  |    |     | 0     | 0     | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No54  | No57  | ABC | A70 | CN6 | 40  | 2T | AB  | 2.9   | 1.01  | 31.01 | 10.74 | Cto-116  | 0 | 50   | 50   | 0    |
| No57  | No59  | AB  | A70 | CN6 | 50  |    |     | 0     | 0     | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No59  | No55  | AB  | A70 | CN6 | 35  |    |     | 0     | 0     | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No55  | No58  | AB  | A70 | CN6 | 60  | 1T | B   | 13.43 | 4.65  | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 37.5 | 0    | 0    |
| No58  | No61  | AB  | A70 | CN6 | 35  | 1T | A   | 20.46 | 7.1   | 0     | 0     | Cto-116  | 0 | 50   | 0    | 0    |
| No55  | No60  | AB  | A70 | CN6 | 90  | 1T | A   | 20.46 | 7.1   | 0     | 0     | Cto-116  | 0 | 50   | 0    | 0    |
| No50  | No52  | ABC | A70 | CN6 | 15  | 1T | A   | 4.09  | 1.42  | 0     | 0     | Cto-116  | 0 | 10   | 0    | 0    |
| No42  | No45  | ABC | A35 | CN6 | 185 | 3T | ABC | 8.51  | 2.94  | 44.37 | 15.43 | Cto-116  | 0 | 50   | 50   | 50   |
| No42  | No46  | ABC | A35 | CN6 | 80  |    |     | 0     | 0     | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No46  | No47  | ABC | A35 | CN6 | 30  | 2T | BC  | 11.04 | 3.81  | 12.93 | 4.51  | Cto-116b | 0 | 50   | 25   | 0    |
| No37  | No43  | ABC | A35 | CN6 | 40  | 2T | BC  | 7.3   | 2.51  | 19.4  | 6.76  | Cto-116b | 0 | 50   | 37.5 | 0    |
| No34  | No38  | ABC | A35 | CN6 | 200 | 3T | ABC | 30.7  | 10.65 | 0     | 0     | Cto-116  | 0 | 50   | 25   | 25   |
| No38  | No39  | ABC | A35 | CN6 | 136 |    |     | 0     | 0     | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No39  | No40  | ABC | A35 | CN6 | 115 | 3T | ABC | 30.7  | 10.65 | 0     | 0     | Cto-116  | 0 | 50   | 25   | 25   |
| No40  | No41  | ABC | A35 | CN6 | 17  |    |     | 0     | 0     | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No32  | No35  | ABC | A35 | CN6 | 64  | 2T | CA  | 0.21  | 0.09  | 25.54 | 8.88  | Cto-116  | 0 | 50   | 37.5 | 0    |
| No35  | No36  | ABC | A35 | CN6 | 50  | 2T | AC  | 11.3  | 3.92  | 7.76  | 2.7   | Cto-116  | 0 | 37.5 | 15   | 0    |
| No30  | No33  | ABC | A35 | CN6 | 50  | 3T | BAC | 20.36 | 7.01  | 39.84 | 13.9  | Cto-116  | 0 | 75   | 50   | 50   |
| No29  | No31  | ABC | A35 | CN6 | 50  | 1T | C   | 11.2  | 3.9   | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 37.5 | 0    | 0    |
| No25  | No27  | ABC | A70 | CN6 | 100 | 1T | C   | 14.93 | 5.2   | 0     | 0     | Cto-116b | 0 | 50   | 0    | 0    |
| No27  | No28  | ABC | A70 | CN6 | 30  |    |     | 0     | 0     | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No11  | No13  | ABC | A70 | CN6 | 160 |    |     | 0     | 0     | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No13  | No14  | ABC | A70 | CN6 | 50  | 2T | AB  | 2.17  | 0.76  | 23.25 | 8.06  | Cto-116  | 0 | 37.5 | 37.5 | 0    |
| No13  | No18  | ABC | A70 | CN6 | 170 | 2T | CA  | 5.45  | 1.91  | 10.63 | 3.69  | Cto-116  | 0 | 37.5 | 15   | 0    |
| No18  | No19  | ABC | A70 | CN6 | 195 | 1T | A   | 15.35 | 5.33  | 0     | 0     | Cto-116  | 0 | 37.5 | 0    | 0    |
| No18  | No20  | ABC | A70 | CN6 | 100 |    |     | 0     | 0     | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No20  | No21  | ABC | A70 | CN6 | 15  | 2T | BC  | 2.5   | 0.84  | 19.4  | 6.76  | Cto-116  | 0 | 37.5 | 37.5 | 0    |
| No20  | No22  | ABC | A70 | CN6 | 90  | 3T | ABC | 6.38  | 2.2   | 33.28 | 11.57 | Cto-116  | 0 | 37.5 | 37.5 | 37.5 |

|      |      |     |      |     |     |    |    |       |      |       |      |          |   |      |    |   |
|------|------|-----|------|-----|-----|----|----|-------|------|-------|------|----------|---|------|----|---|
| No13 | No15 | ABC | CN4  | CN6 | 90  | 1T | B  | 13.43 | 4.65 | 0     | 0    | Cto-116b | 0 | 37.5 | 0  | 0 |
| No15 | No16 | ABC | CN4  | CN6 | 100 | 1T | B  | 13.43 | 4.65 | 0     | 0    | Cto-116b | 0 | 37.5 | 0  | 0 |
| No16 | No17 | ABC | CN4  | CN6 | 40  |    |    | 0     | 0    | 0     | 0    |          | 0 | 0    | 0  | 0 |
| No7  | No9  | ABC | A150 | CN6 | 345 | 1T | C  | 11.2  | 3.9  | 0     | 0    | Cto-116  | 0 | 37.5 | 0  | 0 |
| No3  | No6  | ABC | A150 | CN6 | 30  | 1T | B  | 13.43 | 4.65 | 0     | 0    | Cto-116  | 0 | 37.5 | 0  | 0 |
| No2  | No4  | BC  | A150 | CN6 | 160 | 2T | CB | 7.95  | 2.78 | 6.2   | 2.15 | Cto-116  | 0 | 37.5 | 10 | 0 |
| No4  | No5  | BC  | A70  | CN6 | 195 | 2T | BC | 3.33  | 1.12 | 25.86 | 9.01 | Cto-116b | 0 | 50   | 50 | 0 |

### Anexo III: Base de datos para el circuito 118

| N1    | N2    | Fases | CFase | CNeutro | Long | Carga | Fases | P1    | Q1   | P3    | Q3    | Gráfico  | Qc | TA   | TF1  | TF2 |
|-------|-------|-------|-------|---------|------|-------|-------|-------|------|-------|-------|----------|----|------|------|-----|
| No1   | No2   | ABC   | A150  | CN6     | 980  |       |       | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0  | 0    | 0    | 0   |
| No2   | No9   | ABC   | A150  | CN6     | 30   |       |       | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0  | 0    | 0    | 0   |
| No9   | No3   | ABC   | A150  | CN6     | 50   | 1T    | B     | 21.84 | 8.16 | 0     | 0     | Cto-118b | 0  | 50   | 0    | 0   |
| No3   | No11  | ABC   | A150  | CN6     | 50   | 1T    | B     | 21.84 | 8.16 | 0     | 0     | Cto-118b | 0  | 50   | 0    | 0   |
| No11  | No16  | ABC   | A150  | CN6     | 50   |       |       | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0  | 0    | 0    | 0   |
| No16  | No17  | ABC   | A150  | CN6     | 120  |       |       | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0  | 0    | 0    | 0   |
| No17  | No20  | ABC   | A150  | CN6     | 60   | 1T    | C     | 23.96 | 9.35 | 0     | 0     | Cto-118c | 0  | 50   | 0    | 0   |
| No17  | No21  | AB    | A150  | CN6     | 120  | 1T    | B     | 16.38 | 6.12 | 0     | 0     | Cto-118b | 0  | 37.5 | 0    | 0   |
| No21  | No24  | AB    | A70   | CN6     | 226  | 1T    | B     | 16.38 | 6.12 | 0     | 0     | Cto-118b | 0  | 37.5 | 0    | 0   |
| No24  | No25  | AB    | A70   | CN6     | 106  | 2T    | AB    | 0     | 0    | 17.21 | 6.39  | Cto-118b | 0  | 37.5 | 37.5 | 0   |
| No17  | No22  | A     | A150  | CN6     | 60   | 1T    | A     | 13.25 | 4.92 | 0     | 0     | Cto-118a | 0  | 50   | 0    | 0   |
| No22  | No23  | A     | A150  | CN6     | 35   |       |       | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0  | 0    | 0    | 0   |
| No16  | No18  | ABC   | A150  | CN6     | 90   | 1T    | A     | 13.25 | 4.92 | 0     | 0     | Cto-118a | 0  | 50   | 0    | 0   |
| No18  | No61  | ABC   | A150  | CN6     | 135  | 1T    | B     | 21.84 | 8.16 | 0     | 0     | Cto-118b | 0  | 50   | 0    | 0   |
| No61  | No59  | ABC   | A150  | CN6     | 60   |       |       | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0  | 0    | 0    | 0   |
| No59  | No60  | ABC   | A150  | CN6     | 50   | 1T    | A     | 13.25 | 4.92 | 0     | 0     | Cto-118a | 0  | 50   | 0    | 0   |
| No60  | No92  | A     | A150  | CN6     | 20   | 1T    | A     | 13.25 | 4.92 | 0     | 0     | Cto-118a | 0  | 50   | 0    | 0   |
| No92  | No95  | A     | A150  | CN6     | 50   | 1T    | A     | 13.25 | 4.92 | 0     | 0     | Cto-118a | 0  | 50   | 0    | 0   |
| No95  | No96  | A     | A150  | CN6     | 30   | 1T    | A     | 13.25 | 4.92 | 0     | 0     | Cto-118a | 0  | 50   | 0    | 0   |
| No96  | No97  | A     | A150  | CN6     | 150  | 1T    | A     | 13.25 | 4.92 | 0     | 0     | Cto-118a | 0  | 50   | 0    | 0   |
| No60  | No94  | ABC   | A150  | CN6     | 50   | YY    |       | 0     | 0    | 58.03 | 21.97 | Cto-118a | 0  | 150  | 0    | 0   |
| No94  | No98  | ABC   | A150  | CN6     | 50   | 1T    | A     | 6.62  | 2.46 | 0     | 0     | Cto-118a | 0  | 25   | 0    | 0   |
| No98  | No99  | ABC   | A150  | CN6     | 50   | 3T    | ABC   | 0     | 0    | 39.74 | 14.75 | Cto-118a | 0  | 50   | 50   | 50  |
| No60  | No93  | ABC   | A150  | CN6     | 50   | 1T    | B     | 21.84 | 8.16 | 0     | 0     | Cto-118b | 0  | 50   | 0    | 0   |
| No93  | No100 | ABC   | A150  | CN6     | 60   |       |       | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0  | 0    | 0    | 0   |
| No100 | No101 | ABC   | A150  | CN6     | 20   | 2T    | AC    | 0     | 0    | 22.94 | 8.51  | Cto-118a | 0  | 50   | 37.5 | 0   |

## ANEXOS

|       |       |     |      |     |     |    |     |       |      |       |       |          |   |      |      |    |
|-------|-------|-----|------|-----|-----|----|-----|-------|------|-------|-------|----------|---|------|------|----|
| No100 | No103 | B   | A150 | CN6 | 90  | 1T | B   | 10.92 | 4.08 | 0     | 0     | Cto-118b | 0 | 25   | 0    | 0  |
| No100 | No102 | ABC | A150 | CN6 | 30  | 1T | A   | 13.25 | 4.92 | 0     | 0     | Cto-118a | 0 | 50   | 0    | 0  |
| No102 | No104 | ABC | A150 | CN6 | 135 |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No59  | No63  | ABC | A150 | CN6 | 60  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No63  | No85  | ABC | A150 | CN6 | 80  | 2T | AC  | 0     | 0    | 22.94 | 8.51  | Cto-118a | 0 | 50   | 50   | 0  |
| No85  | No89  | ABC | A150 | CN6 | 60  | 3T | BAC | 55.28 | 19.5 | 20.48 | 9.98  | Cto-118b | 0 | 100  | 75   | 75 |
| No85  | No90  | ABC | A150 | CN6 | 50  | 2T | BC  | 5.43  | 1.84 | 29.29 | 11.25 | Cto-118b | 0 | 50   | 37.5 | 0  |
| No90  | No91  | ABC | A150 | CN6 | 150 |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No63  | No86  | A   | A150 | CN6 | 60  | 1T | A   | 6.62  | 2.46 | 0     | 0     | Cto-118a | 0 | 25   | 0    | 0  |
| No86  | No87  | A   | A150 | CN6 | 80  | 1T | A   | 13.25 | 4.92 | 0     | 0     | Cto-118a | 0 | 50   | 0    | 0  |
| No87  | No88  | A   | A150 | CN6 | 50  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No59  | No62  | ABC | A150 | CN6 | 80  | 1T | B   | 21.84 | 8.16 | 0     | 0     | Cto-118b | 0 | 50   | 0    | 0  |
| No62  | No64  | ABC | A150 | CN6 | 30  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No64  | No65  | ABC | A150 | CN6 | 80  | 1T | A   | 13.25 | 4.92 | 0     | 0     | Cto-118a | 0 | 50   | 0    | 0  |
| No65  | No68  | ABC | A150 | CN6 | 40  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No68  | No69  | B   | A150 | CN6 | 50  | 1T | B   | 16.38 | 6.12 | 0     | 0     | Cto-118b | 0 | 37.5 | 0    | 0  |
| No69  | No71  | B   | A150 | CN6 | 30  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No68  | No70  | ABC | A150 | CN6 | 50  | 2T | AC  | 0     | 0    | 22.94 | 8.51  | Cto-118a | 0 | 50   | 50   | 0  |
| No70  | No72  | ABC | A150 | CN6 | 50  | 3T | ABC | 0     | 0    | 39.74 | 14.75 | Cto-118a | 0 | 50   | 50   | 50 |
| No72  | No73  | ABC | A150 | CN6 | 50  | 1T | A   | 3.97  | 1.47 | 0     | 0     | Cto-118a | 0 | 15   | 0    | 0  |
| No73  | No74  | ABC | A150 | CN6 | 110 | 2T | CB  | 5.82  | 2.38 | 11.35 | 4.24  | Cto-118c | 0 | 25   | 15   | 0  |
| No74  | No75  | ABC | A150 | CN6 | 40  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No75  | No76  | ABC | A150 | CN6 | 150 | YY |     | 0     | 0    | 29.01 | 10.99 | Cto-118a | 0 | 75   | 0    | 0  |
| No76  | No80  | ABC | A150 | CN6 | 50  | 2T | CA  | 14.79 | 5.96 | 17.21 | 6.39  | Cto-118c | 0 | 50   | 37.5 | 0  |
| No80  | No81  | ABC | A150 | CN6 | 50  | 2T | CA  | 14.41 | 5.69 | 6.88  | 2.55  | Cto-118c | 0 | 37.5 | 15   | 0  |
| No81  | No83  | ABC | A150 | CN6 | 40  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No80  | No82  | ABC | A150 | CN6 | 30  | YY |     | 0     | 0    | 58.03 | 21.97 | Cto-118a | 0 | 150  | 0    | 0  |
| No82  | No84  | ABC | A150 | CN6 | 30  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No75  | No77  | A   | A150 | CN6 | 40  | 1T | A   | 9.93  | 3.69 | 0     | 0     | Cto-118a | 0 | 37.5 | 0    | 0  |
| No77  | No79  | A   | A150 | CN6 | 30  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No75  | No78  | CA  | A150 | CN6 | 80  | 2T | CA  | 14.79 | 5.96 | 17.21 | 6.39  | Cto-118c | 0 | 50   | 37.5 | 0  |
| No64  | No67  | A   | A150 | CN6 | 30  | 1T | A   | 13.25 | 4.92 | 0     | 0     | Cto-118a | 0 | 50   | 0    | 0  |
| No64  | No66  | A   | A150 | CN6 | 50  | 1T | A   | 13.25 | 4.92 | 0     | 0     | Cto-118a | 0 | 50   | 0    | 0  |
| No16  | No19  | C   | A150 | CN6 | 30  | 1T | C   | 23.96 | 9.35 | 0     | 0     | Cto-118c | 0 | 50   | 0    | 0  |
| No3   | No12  | BC  | A150 | CN6 | 80  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No12  | No13  | BC  | A150 | CN6 | 65  | 1T | B   | 21.84 | 8.16 | 0     | 0     | Cto-118b | 0 | 50   | 0    | 0  |
| No12  | No14  | BC  | A150 | CN6 | 50  | 2T | BC  | 15.3  | 5.6  | 12.45 | 4.86  | Cto-118b | 0 | 50   | 15   | 0  |
| No14  | No15  | BC  | A150 | CN6 | 50  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0  |
| No9   | No10  | AB  | A150 | CN6 | 25  | 2T | AB  | 0     | 0    | 6.88  | 2.55  | Cto-118a | 0 | 15   | 15   | 0  |
| No2   | No5   | ABC | A150 | CN6 | 80  | 1T | A   | 9.93  | 3.69 | 0     | 0     | Cto-118a | 0 | 37.5 | 0    | 0  |

ANEXOS

|      |      |     |      |     |     |    |     |       |      |       |       |          |   |      |      |      |
|------|------|-----|------|-----|-----|----|-----|-------|------|-------|-------|----------|---|------|------|------|
| No5  | No6  | ABC | A150 | CN6 | 80  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No6  | No7  | ABC | A150 | CN6 | 45  | 2T | AB  | 2.61  | 0.94 | 18.91 | 7.07  | Cto-118a | 0 | 50   | 25   | 0    |
| No7  | No26 | ABC | A150 | CN6 | 210 | 2T | CA  | 17.97 | 7.13 | 11.47 | 4.26  | Cto-118c | 0 | 50   | 25   | 0    |
| No26 | No27 | ABC | A150 | CN6 | 80  | 2T | BA  | 18.31 | 6.85 | 6.88  | 2.55  | Cto-118b | 0 | 50   | 15   | 0    |
| No27 | No28 | ABC | A150 | CN6 | 150 |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No28 | No31 | ABC | A150 | CN6 | 120 | 1T | B   | 21.84 | 8.16 | 0     | 0     | Cto-118b | 0 | 50   | 0    | 0    |
| No31 | No33 | ABC | A150 | CN6 | 90  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No28 | No32 | A   | A150 | CN6 | 80  | 1T | A   | 13.25 | 4.92 | 0     | 0     | Cto-118a | 0 | 50   | 0    | 0    |
| No27 | No29 | ABC | A150 | CN6 | 30  | 2T | BA  | 19.5  | 7.3  | 4.59  | 1.7   | Cto-118b | 0 | 50   | 10   | 0    |
| No29 | No30 | ABC | A150 | CN6 | 45  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No6  | No8  | ABC | A150 | CN6 | 120 | 1T | B   | 16.38 | 6.12 | 0     | 0     | Cto-118b | 0 | 37.5 | 0    | 0    |
| No8  | No36 | ABC | A150 | CN6 | 125 |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No36 | No34 | ABC | A150 | CN6 | 30  | YY |     | 0     | 0    | 29.01 | 10.99 | Cto-118a | 0 | 75   | 0    | 0    |
| No34 | No41 | ABC | A150 | CN6 | 45  | 1T | C   | 23.96 | 9.35 | 0     | 0     | Cto-118c | 0 | 50   | 0    | 0    |
| No41 | No42 | ABC | A150 | CN6 | 50  | 1T | B   | 21.84 | 8.16 | 0     | 0     | Cto-118b | 0 | 50   | 0    | 0    |
| No42 | No43 | ABC | A150 | CN6 | 50  | 2T | BC  | 10.56 | 3.75 | 20.75 | 8.1   | Cto-118b | 0 | 50   | 25   | 0    |
| No43 | No49 | ABC | A150 | CN6 | 60  | 1T | C   | 23.96 | 9.35 | 0     | 0     | Cto-118c | 0 | 50   | 0    | 0    |
| No49 | No50 | ABC | A150 | CN6 | 50  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No50 | No51 | ABC | A150 | CN6 | 50  | 2T | AB  | 0     | 0    | 22.94 | 8.51  | Cto-118a | 0 | 50   | 50   | 0    |
| No51 | No55 | ABC | A150 | CN6 | 50  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No55 | No56 | ABC | A150 | CN6 | 40  | 1T | A   | 13.25 | 4.92 | 0     | 0     | Cto-118a | 0 | 50   | 0    | 0    |
| No56 | No58 | ABC | A150 | CN6 | 40  | 2T | CA  | 17.97 | 7.13 | 11.47 | 4.26  | Cto-118c | 0 | 50   | 25   | 0    |
| No55 | No57 | ABC | A150 | CN6 | 50  | 1T | A   | 13.25 | 4.92 | 0     | 0     | Cto-118a | 0 | 50   | 0    | 0    |
| No50 | No53 | ABC | A150 | CN6 | 50  | 2T | BA  | 12.66 | 4.76 | 17.21 | 6.39  | Cto-118b | 0 | 50   | 37.5 | 0    |
| No50 | No54 | ABC | A150 | CN6 | 50  | 2T | BC  | 1.18  | 0.4  | 36.04 | 13.54 | Cto-118b | 0 | 50   | 50   | 0    |
| No54 | No52 | ABC | A150 | CN6 | 50  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No42 | No44 | AB  | A150 | CN6 | 40  | 1T | B   | 21.84 | 8.16 | 0     | 0     | Cto-118b | 0 | 50   | 0    | 0    |
| No44 | No45 | AB  | A150 | CN6 | 30  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No45 | No46 | AB  | A150 | CN6 | 50  | 2T | AB  | 0     | 0    | 6.88  | 2.55  | Cto-118a | 0 | 15   | 15   | 0    |
| No45 | No48 | AB  | A150 | CN6 | 50  | 2T | AB  | 2.61  | 0.94 | 18.91 | 7.07  | Cto-118a | 0 | 50   | 25   | 0    |
| No45 | No47 | AB  | A150 | CN6 | 50  | 1T | B   | 21.84 | 8.16 | 0     | 0     | Cto-118b | 0 | 50   | 0    | 0    |
| No36 | No37 | ABC | A150 | CN6 | 80  |    |     | 0     | 0    | 0     | 0     |          | 0 | 0    | 0    | 0    |
| No37 | No35 | ABC | A150 | CN6 | 45  | 3T | BAC | 55.28 | 19.5 | 20.48 | 9.98  | Cto-118b | 0 | 100  | 75   | 75   |
| No35 | No40 | ABC | A150 | CN6 | 35  | 2T | AB  | 2.61  | 0.94 | 18.91 | 7.07  | Cto-118a | 0 | 50   | 25   | 0    |
| No37 | No39 | ABC | A150 | CN6 | 30  | 2T | CA  | 14.79 | 5.96 | 17.21 | 6.39  | Cto-118c | 0 | 50   | 37.5 | 0    |
| No36 | No38 | C   | A150 | CN6 | 30  | 1T | C   | 17.97 | 7.01 | 0     | 0     | Cto-118c | 0 | 37.5 | 0    | 0    |
| No2  | No4  | ABC | A150 | CN6 | 85  | 3T | ABC | 0     | 0    | 29.8  | 11.06 | Cto-118a | 0 | 37.5 | 37.5 | 37.5 |