Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética



TRABAJO DE DIPLOMA

Título: Balanceo de circuitos de distribución primaria utilizando el algoritmo de optimización NSGA-II

Autores: Luis Javier Morodo González

José Manuel Santandreu Valdesuso

Tutores: Dr. Ignacio Pérez Abril

Ing. Juan Ramón Ferrer Méndez

Santa Clara

2014

"Año 56 de la Revolución"

Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética



TRABAJO DE DIPLOMA

Título: Balanceo de circuitos de distribución primaria utilizando el algoritmo de optimización NSGA-II

Autores: Luis Javier Morodo González José Manuel Santandreu Valdesuso

Tutores: Dr. Ignacio Pérez Abril Ing. Juan Ramón Ferrer Méndez

Santa Clara

2014

"Año 56 de la Revolución"



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

Firma del Autor

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

Firma del Autor

Firma del Jefe de Departamento donde se defiende el trabajo

Firma del Responsable de Información Científico-Técnica

PENSAMIENTO

"No existe una manera fácil. No importa cuán talentoso seas, tu talento te va a fallar si no lo desarrollas, si no estudias, si no trabajas duro, si no te dedicas a ser mejor cada día"

William Smith

DEDICATORIA

A nuestros padres, familiares y amigos.

AGRADECIMIENTOS

A nuestros padres y nuestra familia: por habernos guiado en el camino de la vida, que con su cariño, amor y dedicación han hecho posible esta realidad.

A nuestros tutores, por su ayuda, guía y empuje en todo el camino de la realización de esta tesis sin el cual no la hubiéramos concluido.

A nuestros amigos que nunca nos abandonaron y siempre estuvieron presentes.

A nuestras novias y sus familias por su apoyo incondicional.

A nuestros compañeros de aula los que están y no están por los momentos buenos y malos que pasamos juntos.

A las personas nobles y desinteresadas que cuando nos vieron en aprietos nos tendieron una mano.

A nuestros profesores por acogernos durante cinco largos años y formar en nosotros al profesional.

TAREA TÉCNICA

Para alcanzar el objetivo de este trabajo resulta imprescindible realizar las siguientes tareas técnicas:

1. Analizar el desbalance en los sistemas eléctricos de distribución.

2. Reflejar los efectos negativos del desbalance.

3. Profundizar en el algoritmo genético utilizado y simplificar el planteamiento del problema de optimización.

4. Probar el método de optimización en varios circuitos reales y aplicarlo a la práctica con el objetivo de minimizar el desbalance y las pérdidas.

Firma del Autor

Firma del Tutor

RESUMEN

El desbalance entre las corrientes de fase de un circuito de distribución primaria provoca un incremento de las pérdidas de energía en las líneas y contribuye al desbalance de los voltajes en los distintos nodos. Además, la circulación de una elevada corriente por el conductor neutro en condiciones de operación normal complica la detección de las fallas a tierra a partir de protecciones de sobre corriente de tierra. El objetivo del presente trabajo es desarrollar un método que reduzca al mínimo la corriente por el neutro, minimice las pérdidas de energía en toda la longitud de un circuito de distribución diversamente ramificado mediante las mínimas operaciones de reconexión necesarias, de los ramales de una o dos fases y de los bancos y transformadores de distribución. Con este fin se emplea el algoritmo NSGA-II de optimización multiobjetivo, cuya efectividad se prueba con varios ejemplos prácticos.

TABLA DE CONTENIDOS

PENSAMIENTOi
DEDICATORIA ii
AGRADECIMIENTOS iii
TAREA TÉCNICAiv
RESUMENv
INTRODUCCIÓN1
Organización del informe2
Situación problemática2
Problema Científico
Objetivo General
Objetivos específicos
Hipótesis
Estructura del trabajo4
CAPÍTULO 1. DESBALANCE EN LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN
PRIMARIA 5
1.1 Características de los circuitos de distribución5
1.1.1 Red radial5
1.1.2 Circuitos de distribución asimétricos
1.2 Características de los circuitos de distribución en Cuba11

1.3 Definiciones de desbalance	15
1.3.2 Causas del desbalance	20
1.3.3 Desbalance y sus efectos:	20
1.4 Situación del desbalance en Santa Clara	22
CAPÍTULO 2. PROGRAMA PARA EL BALANCE DE LOS CI DISTRIBUCIÓN PRIMARIA	RCUITOS DE 26
2. 1. Formulación del Problema	28
2.1.1 Ramales de dos fases y neutro	29
2.1.2 Ramales de fase y neutro	29
2.1.3 Bancos de tres transformadores	30
2.1.4 Bancos de dos transformadores	31
2.1.5 Transformadores monofásicos de distribución	33
2.2 Variables independientes	34
2.3 Funciones objetivo	36
2.4 Implementación del NSGA-II	
CAPÍTULO 3. RESULTADO DEL BALANCEO DE LOS	CIRCUITOS
SELECCIONADOS	40
3.1 Circuito 141	42
3.2 Circuito 26	49
3.3 Circuito 28	56
3.4 Resumen de los resultados	62
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	63
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	64
ANEXOS	67
Anexo I Circuito 168	67

Anexo II Circuito 31	
Anexo III Circuito 166	

INTRODUCCIÓN

Para que un circuito de distribución sea eficiente se debe tener en cuenta varios aspectos: el estados de los conductores, de sus empalmes, el calibre de estos, que los transformadores y los bancos de transformadores no estén sobrecargados ni subcargados y sus aterramientos se encuentren en buen estado, el desbalance de estos circuito debe ser el mínimo posible ya que esto influye negativamente en varios aspectos del circuito de distribución primario directa e indirectamente como son en las pérdidas de potencia activa, en las pérdidas de energía, en las caídas de voltajes, en las protecciones entre otras.

Lograr un balanceo adecuado de las cargas por fase en el circuito de distribución las 24 horas del día y en cada uno de los nodos de éste, desde el punto de vista operativo, es prácticamente imposible. Cuestión esta que sería la condición de máxima eficiencia de un circuito trifásico. Sin embargo, el uso de transformadores monofásicos, si bien tiene ciertas ventajas desde el punto de vista de la explotación de las redes en cuanto a inversiones y flexibilidad al poder conformar bancos de diferentes características, contribuye de forma importante a acentuar el fenómeno del desbalance de carga entre las fases del circuito. Por otra parte, la práctica de explotación de estos circuitos y el continuo incremento de la carga, provocan la adición de nuevos bancos de transformadores o la modificación de los ya existentes, lo que corrientemente se hace sin atender a consideraciones de balance en el circuito. De hecho, se considera que estos circuitos son los que exhiben mayor desbalance entre todos los tipos de circuitos del Sistema Electroenergético Nacional (SEN). Esto se ha comprobado en 7 circuitos del municipio Santa Clara con ayuda de las mediciones realizadas por los

1

interruptores NULEC. La existencia de desbalance entre las corrientes de fase provoca un incremento de las pérdidas de potencia y energía en toda la longitud del circuito primario, al mismo tiempo que empobrece la calidad de la energía servida al contribuir al desbalance de los voltajes en los distintos nodos del circuito primario. De esta manera, el objetivo del presente trabajo es dar continuidad al estudio de trabajos anteriores para seleccionar óptimamente las fases del circuito primario a que se deben conectar tanto los distintos transformadores y bancos de transformadores de distribución, como los ramales bifásicos y monofásicos, de algunos de los circuitos de distribución primaria de Santa Clara, de forma que se minimicen las pérdidas de energía y se logre un mejor balance de las fases en toda la longitud del circuito.

Organización del informe

Este trabajo consta de tres capítulos. El Capítulo I muestra las características de los circuitos de distribución primaria en Cuba y el efecto del desbalance en ellos. En el Capítulo II se hace un acercamiento al Algoritmo Genético Simple, se formula el problema y se emite una solución de éste. El Capítulo III presenta la aplicación del método de optimización y sus resultados.

Situación problemática

En el ámbito actual de los circuitos de distribución primaria en Cuba se manifiestan diversas situaciones generalmente orientados a las pérdidas y el desbalance. Enfocándose en el desbalance entre las corrientes de fase, en varios de los circuitos de Santa Clara, se aprecian grandes porcientos de este que provoca un incremento en las pérdidas de energía en el circuito de distribución primaria y contribuye al desbalance de los voltajes en los distintos nodos. Además, la circulación de una elevada corriente por el conductor neutro en condiciones de operación normal complica la detección de las fallas a tierra a partir de protecciones de sobre corriente de neutro que conlleva a la desconexión de este tipo de protección en las distintas Subestaciones de Santa Clara.

2

Problema Científico

Basada en la caracterización de la situación problemática antes expuesta y derivada de esta, el problema científico que se enfrenta en la investigación radica en el desbalance de las líneas de distribución primaria en varios circuitos de Santa Clara.

Objetivo General

Balancear las líneas de distribución primaria en varios circuitos de Santa Clara mediante la ayuda de herramientas computacionales como el Radial y el NSGA-II.

Objetivos específicos

- Desarrollar el marco teórico referencial de la investigación a partir de la revisión bibliográfica que permita profundizar en los aspectos teóricos metodológicos vinculados con la problemática abordada.
- ✓ Utilizar el algoritmo de optimización poblacional bioinspirado para solucionar problemas multiobjeto NSGA-II como herramienta computacional para lograr el mínimo desbalance en las líneas de distribución primaria.
- ✓ Aplicar el algoritmo de optimización poblacional bioinspirado para solucionar problemas multiobjeto NSGA-II en varios circuitos de Santa Clara e interpretar y aplicar los resultados obtenidos del mismo en la práctica.

Hipótesis

Mediante la actualización de monolineales y obtención de datos de varios circuitos primarios a través de celajes realizados en los meses comprendidos entre enero y mayo. Usando herramientas computacionales como el Radial y el NSGA-II permiten obtener el mínimo desbalance posible en las líneas de distribución

primarias de algunos circuitos de las Subestaciones: Manuelita, Gran Panel y Santa Clara Industrial, aplicándose luego en la práctica con la ayuda de la Empresa Eléctrica.

Estructura del trabajo

Este trabajo cuenta con tres capítulos. El Capítulo I muestra las características de los circuitos de distribución primaria en Cuba, el efecto del desbalance en ellos y la situación de las redes de distribución primaria en Santa Clara. En el Capítulo II se hace un acercamiento a la herramienta computacional de Algoritmo Genético (NSGA-II), se formula el problema y se emite una solución de éste. El Capítulo III presenta la aplicación del método de optimización y sus resultados.

CAPÍTULO 1. DESBALANCE EN LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

1.1 Características de los circuitos de distribución

Las líneas de distribución son las encargadas de conectar las cargas individuales de un área dada (pueblo, industria, etc.) con las líneas de transmisión y subtransmisión, su importancia es tal que en algunos países se estudia una especialidad en sistema de distribución, debe de destacarse que el número de km de líneas de distribución es varias veces superior al resto de las líneas de transmisión y subtransmisión, todas las partes antes mencionadas conforman el sistema eléctrico cuya función fundamental es servir la energía que demandan los consumidores. La operación propiamente dicha de un sistema eléctrico está vinculada muy estrechamente a las características de sus consumidores, la operación del sistema eléctrico debe ser tal que garantice en forma continua toda la energía eléctrica que se demanda. Debe destacarse que la energía eléctrica no se almacena, por tanto, siempre debe haber un equilibrio entre oferta y demanda. [1]

1.1.1 **Red radial**

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

- ✓ Ventajas:
- ✓ Simplicidad.
- ✓ Bajo costo inicial; de inversiones (relativamente).

- ✓ Desventajas:
- ✓ Falta de continuidad de los servicios antes perturbaciones y fallas (se puede minimizar esta situación instalando recierre, con lo que si la falla es temporal puede resolverse la situación). Debe saberse que más del 80% en las fallas en las líneas aéreas son temporales y pueden desaparecer. [1]
- ✓ Mala regulación de voltaje.

Para mejorar la fiabilidad de los circuitos radiales se proporcionan a menudo lazos normalmente abiertos como el mostrado en Figura 1.1. Los circuitos están operado radialmente, pero si ocurre una falla en uno de los circuitos, los interruptores del lazo, permiten restaurar algunas porciones del circuito rápidamente. Normalmente, estos interruptores se operan manualmente, pero algunas utilidades usan interruptores automatizados para realizar estos funcionamientos automáticamente. [2]



Figura 1.1: Dos circuitos radiales con lazo normalmente abierto entre ellos El esquema del circuito primario en lazo brinda un servicio más fiable, que a veces es ofrecido para las cargas críticas como los hospitales. En la Figura 1.2 se muestra un ejemplo de un circuito primario en lazo. Si cualquier parte del circuito primario falla, todos los clientes críticos pueden seguir siendo alimentados por la reconfiguración de los interruptores del transformador. Las ventajas de estos sistemas son: buena regulación de voltaje y alta confiabilidad de servicio. [3]



Figura 1.2: Arreglo de distribución de primario en lazo

Algunos circuitos de distribución no son radiales. Los más comunes son la mallade las redes secundarias. En estos sistemas, los secundarios son enmallados juntos y tiene alimentación de varios circuitos de la distribución primaria, este sistema de distribución es el más confiable, de mejor característica de regulación de voltaje pero es el más costoso. [4]

Como ejemplo de este sistema en nuestro país podemos citar la red de distribución secundaria existente en el área central de la ciudad de La Habana.



Figura 1.3: Ejemplo de un sistema de distribución de secundario enmallado

1.1.2 Circuitos de distribución asimétricos

En las redes de distribución primaria frecuentemente se construyen ramales para dar servicio a determinadas cargas pequeñas, y estos suelen ser generalmente monofásicos y bifásicos que alimentan bancos de uno y dos transformadores. El comportamiento de estas líneas es un tanto diferente al de las líneas trifásicas.

Circuitos de fase y neutro:



Figura 1.4: Circuito de fase y neutro.

Los circuitos de fase y neutro parten de las subestaciones que tiene sus secundarios conectados en estrella, que en Cuba es la casi totalidad.

Para este caso los voltajes son de 4.16/1.73 = 2.4 kV y 13.2/1.73 = 7.63 kV se requieren solo un fusible y un pararrayos por transformador.

Caída de voltaje (ΔV):

$$\Delta V_f = 2 \frac{RP + XQ}{V_f} = 2\sqrt{3} \frac{RP + XQ}{V_l}$$
(1.1)

La caída de voltaje es 2 * 1.73 veces mayor que con el circuito trifásico lo que explica que:

- El voltaje de operación es 1.73 veces menor
- Hay caída de voltaje en los dos conductores.

Pérdidas de potencia (ΔP):

$$\Delta P = 2I^2 R = 2 \left(\frac{S}{V_f}\right)^2 R = 6 \frac{P^2 + Q^2}{V_l^2} R$$
(1.2)

Circuitos de dos fases:



Figura 1.5: Circuito de dos fases (estrella aterrada)



Figura 1.6: Circuito de dos fases (delta)

En estos casos el voltaje es de 4.16 ó 13.2 kV. Los transformadores monofásicos requieren dos fusibles y dos pararrayos y sus voltajes por alta son los voltajes de línea antes mencionados. Existen dos casos:

- 1. Subestación en estrella aterrada,
- 2. Subestación en delta (este caso ya prácticamente no se usa).

Caídas de voltaje:

$$\frac{\Delta V_{ff}}{\Delta V_{3f}} = \frac{2}{1} \frac{\Delta V_{ff}}{\Delta V_{fn}} = \frac{2}{2\sqrt{3}} = \frac{1}{\sqrt{3}}$$
(1.3)

Pérdidas de potencia:

$$\frac{\Delta P_{ff}}{\Delta P_{3f}} = \frac{2}{1} = 2 \frac{\Delta P_{ff}}{\Delta P_{fn}} = \frac{2}{6} = \frac{1}{3}$$
(1.4)

Circuitos de dos fases y neutro:



Figura 1.7: Circuito de dos fases y neutro

Estos circuitos alimentan bancos de transformadores que sirven cargas monofásicas y trifásicas. Las primeras son mayores que las segundas.

$$\frac{\Delta P_{2fn}}{\Delta P_{3f}} = 2.25 \tag{1.5}$$

La respuesta está en que esta corriente no es portadora de la misma potencia que en el caso trifásico, ya que:

Para la misma carga(S)

 $I_{3f} = 0.58 \text{ S}$ $I_{2fn} = 0.86 \text{ S}$

O sea:

S = 1.73 l_{3f} S = 1.16 l_{2fn}

La misma corriente en el caso trifásico es portadora de más potencia que en el caso de dos fases y neutro.

Para llevar la misma potencia, la corriente de dos fases y neutro debe incrementarse en 1.73/1.16 = 1.5 veces, y las pérdidas se incrementan en $1.5^2 = 2.25$ veces.

Todo lo antes expuesto va a estar entrelazado con el problema del desbalance ya que la fase o fases que van hacia la carga se desbalancean en el nodo de donde sale y si no se tiene en cuenta para las próximas derivaciones ocurrirá un desbalance por todo el circuito.

1.2 Características de los circuitos de distribución en Cuba

Los sistemas de distribución alrededor del mundo han evolucionado en diferentes formas. Las dos variantes principales son las norteamericanas y europeas. Para ambos sistemas, la implementación es la misma: conductores, cables, los aisladores, los reguladores, y los transformadores son muy similares. Ambos sistemas son radiales, los voltajes y las capacidades de transportación de potencia son similares. Las diferencias principales están en los diseños, las configuraciones, y aplicaciones. En la figura 1.8 se muestran estas dos configuraciones distintas. [5]



Figura 1.8: Diseño de distribución Norteamericano contra el Europeo

El diseño de distribución cubano es muy similar al norteamericano. Este está conformado por los elementos de potencia que transportan la energía eléctrica desde los puntos de entrega del sistema de subtransmisión hasta los usuarios finales. Está constituido por las subestaciones de distribución, de las cuales salen los circuitos primarios de distribución. Los circuitos primarios constituyen el segundo nivel de jerarquía del sistema de distribución luego de las subestaciones de distribución. Son la "espina dorsal" del sistema de distribución pues son los componentes que realmente distribuyen la energía eléctrica en una zona

geográfica dada. Por lo general, los circuitos primarios tienen topología radial a cuatro hilos (tres conductores para las fases y un conductor neutro), operan a media tensión y constan de un tramo principal con muchas ramificaciones que pueden ser bifásicas (dos fases y neutro) o monofásicas (una fase y neutro). En el país los circuitos de distribución son circuitos radiales trifásicos de 13.8kV ó 4.16kV (este último está casi en extinción), estos circuitos parten de los transformadores de las subestaciones con una configuración trifásica, que en su curso pueden convertirse en ramales monofásicos o bifásicos según la necesidad.

A pesar de que los sistemas eléctricos trifásicos se diseñan sobre bases balanceadas, existen asimetrías intrínsecas en la configuración de las componentes del sistema de potencia (como se muestra en el epígrafe anterior), tales como transposición incompleta de líneas, transformadores conectados en delta abierta o estrella incompleta, cargas monofásicas mal distribuidas e impedancias asimétricas en las redes de alimentación.

Además se presentan: fallas monofásicas, desperfectos en empalmes, uniones o contactos y asimetrías de las propias fuentes de suministro. En nuestro país el sector eléctrico ha sufrido restricciones de recursos financieros que no han permitido el adecuado desarrollo en la ampliación y el mantenimiento a la red de distribución eléctrica. Esto ha provocado altas pérdidas de energía (del orden del 16%), principalmente por causas técnicas en la red de distribución primaria. En términos generales las pérdidas de distribución se producen por desbalances y sobre cargas en los circuitos, dado el incremento del consumo y las características técnicas de la red. Por estas razones, una de las condiciones más generalizadas en los sistemas de suministro eléctrico lo constituye, en mayor o menor grado, el desbalance de tensión. Por su parte, la distribución secundaria emplea fundamentalmente un sistema en delta con voltaje 240/120 V que se obtiene a partir de bancos trifásicos de tres o dos transformadores monofásicos, o de simples transformadores monofásicos con conexión de fase a neutro. Aun cuando la operación más eficiente de un circuito trifásico se obtiene cuando la carga está totalmente balanceada entre las fases, desde el punto de vista operativo, es prácticamente imposible mantener dicho balance las 24 horas del día y en todos los nodos del circuito de distribución. Sin embargo, el uso de transformadores monofásicos, si bien tiene ciertas ventajas desde el punto de vista de la explotación de las redes en cuanto a inversiones y flexibilidad al poder conformar bancos de diferentes características, contribuye de forma importante acentuar el fenómeno del desbalance de carga entre las fases del circuito.

Por otra parte, la práctica de explotación de estos circuitos y el continuo incremento de la carga, provocan la adición de nuevos bancos de transformadores y la modificación de los ya existentes, lo que corrientemente, se hace sin atender a consideraciones de balance en el circuito. De hecho, se considera que estos circuitos son los que exhiben mayor desbalance entre todos los tipos de circuitos del SEN.

El sistema de distribución cubano está compuesto por las instalaciones y equipos de potencia que transportan la energía desde los puntos de entrega de la red de subtransmición hasta los consumidores finales. Atendiendo un nivel de jerarquía y como primera instalación tenemos a las subestaciones de distribución las cuales transforman los voltajes de subtransmición a voltajes operativos en distribución. De éstas salen los circuitos primarios de distribución. Los circuitos primarios constituyen el segundo nivel de jerarquía del sistema de distribución y se consideran como la "columna vertebral" de este sistema. Los mismos se encargan de distribuir la energía eléctrica hacia todos los consumidores de un área geográfica determinada. Por lo general, los circuitos primarios tienen topología radial a cuatro hilos (tres conductores para las fases y un conductor neutro), operan a media tensión y constan de un tramo principal con muchas ramificaciones que pueden ser bifásicas (dos fases y neutro) o monofásicas (una fase y neutro). En Cuba, la distribución primaria se realiza mediante circuitos radiales trifásicos a voltajes de 13.8 kV ó 4.16 kV en los circuitos más antiguos. Estos circuitos parten de los transformadores de potencia Δ -Yg (delta-estrella aterrizada) de las subestaciones, con una configuración trifásica, en la medida de las necesidades pueden poseer ramales bifásicos o monofásicos. A pesar de que los sistemas eléctricos trifásicos se diseñan sobre bases balanceadas, existen asimetrías intrínsecas en la configuración de las componentes del sistema de potencia, tales como transposición incompleta de líneas, transformadores conectados en delta abierta o estrella incompleta, cargas monofásicas mal distribuidas, impedancias asimétricas en las redes de alimentación. Además se presentan: fallas monofásicas, desperfectos en empalmes, uniones o contactos y asimetrías de las propias fuentes de suministro. En nuestro país el sector eléctrico ha sufrido restricciones de recursos financieros que no han permitido el adecuado desarrollo en la ampliación y el mantenimiento a la red de distribución eléctrica. Esto ha provocado altas pérdidas de energía (del orden del 16%), principalmente por causas técnicas en la red de distribución primaria. En términos generales las pérdidas de distribución se producen por desbalances y sobrecargas en los circuitos, dado el incremento del consumo y las características técnicas de la red. Por estas razones, una de las condiciones más generalizadas en los sistemas de suministro eléctrico lo constituye, en mayor o menor grado, el desbalance de tensión. Por su parte, la distribución secundaria emplea fundamentalmente un sistema en delta con voltaje 240/120 V que se obtiene a partir de bancos trifásicos de tres o dos transformadores monofásicos, o de simples transformadores monofásicos con conexión de fase a neutro. Aun cuando la operación más eficiente de un circuito trifásico se obtiene cuando la carga está totalmente balanceada entre las fases, desde el punto de vista operativo, es prácticamente imposible mantener dicho balance las 24 horas del día y en todos los nodos del circuito de distribución. La existencia de desbalance entre las corrientes de fase, provoca un incremento de las pérdidas de potencia y energía en toda la longitud del circuito primario, al mismo tiempo que empobrece la calidad de la energía servida, al contribuir al desbalance de los voltajes en los distintos nodos del circuito primario.

1.3 Definiciones de desbalance

El desbalance puede ser definido usando componentes simétricas como la relación de la componente de secuencia cero o la componente de secuencia negativa con la componente de secuencia positiva, expresada en porcentaje. Las

15

fuentes más comunes del desbalance de tensiones son las cargas monofásicas conectadas en circuitos trifásicos, los transformadores conectados en delta abierta, fallas de aislamiento en conductores no detectadas. Se recomienda que el desequilibrio de tensiones sea menor al 2%.

Han propuesto diferentes formas de cuantificar el desbalance, que responden a definiciones desarrolladas por distintas instituciones, y mucho se ha publicado sobre la mejor manera de expresarlo sin que se llegue a un consenso. Las definiciones fundamentales existentes son:

- Factor de desbalance de tensión de línea definido por la NEMA *(National Electric* Manufacturing Association):

$$FDLV = \frac{Max\{(V_{ab} - V_{avg}), (V_{bc} - V_{avg}), (V_{ac} - V_{avg})}{V_{avg}} * 100\%$$
(1.6)

donde:

Máx{|Vab - Vavg|, |Vbc - Vavg|, |Vca - Vavg|}, es el valor máximo de la diferencia entre las tensiones de línea (V) y el valor promedio de las tensiones de línea definido como:

$$V_{avg} = \frac{V_{ab} + V_{bc} + V_{ac}}{3}$$
(1.7)

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

$$FDVF = \frac{Max\{(V_a - V_{avg}), (V_b - V_{avg}), (V_c - V_{avg})}{V_{avg}} * 100\%$$
(1.8)

donde:

 $Máx\{|Va - Vavg|, |Vb - Vavg|, |Vc - Vavg|\}$, es el valor máximo de la diferencia entrelas tensiones de fase (V) y el valor promedio de las tensiones de fase definido como:

(1.9)

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

- Factor de desbalance de tensión (o grado de desequilibrio) definido por la IEC como la relación porcentual entre la componente de secuencia negativa de la tensión (o corriente) con la componente de secuencia positiva. El factor de desbalance (FDV) o grado de desequilibrio de tensión (Gd) será:

$$FDV = Gd = \frac{V_2}{V_1} * 100\% \tag{1.10}$$

donde:

V2- Tensión de secuencia negativa

V1- Tensión de secuencia positiva

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

$$Gd = \frac{I_2}{I_1} * 100\% \tag{1.11}$$

donde:

I2- Corriente de secuencia negativa

I1- Corriente de secuencia positiva

Estas expresiones permiten evaluar de manera certera el desbalance en los sistemas eléctricos industriales.

- Factor de desbalance de tensión complejo definido como el anterior, pero teniendo en cuenta no solo el valor modular de las componentes de tensión, sino también su ángulo de fase:

$$\overline{Kv} = \frac{\overline{V_2}}{\overline{V_1}} * 100\% = k_v * e^{-j\theta_v}$$
(1.12)

donde:

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

De estos factores, el más utilizado en la práctica es el propuesto por la NEMA, ya que aunque no especifica qué tipo de desbalance tiene lugar, evita el uso del álgebra compleja y el trabajo con componentes simétricas, empleando las mediciones del valor rms (raíz media cuadrática, de sus siglas en inglés) de las tensiones de línea directamente. La American Nacional Standards Institute (ANSI) recomienda un factor de desbalance inferior al 3% bajo condiciones no sinusoidales (ANSI C84.1-1995).Por su parte, el Comité Electrotécnico Internacional (IEC) recomienda, en sistemas eléctricos, un factor de desbalance de tensión menor del 2%.Otras formas de hallar una medida del desbalance son los siguientes:

- A partir de la potencia instalada: Consiste en determinar un coeficiente de asimetría (*a*) en función con la potencia activa distribuida en el sistema trifásico:

$$a = \frac{Pnud}{Pud} * 100\% \tag{1.13}$$

donde:

Pund –Potencia no uniformemente distribuida en la red trifásica, que se determina como la suma de la diferencia con respecto a la menor potencia activa de fase.

Pud – Potencia uniformemente distribuida en la red trifásica, que se determina como tres veces la menor potencia activa de fase.

Se considera que el sistema es simétrico si a \leq 15%.

Este método permite determinar el desbalance en cargas. Sin embargo está basado en la teoría de Budeano aplicada a los sistemas trifásicos. No reconoce la

presencia de una potencia de asimetría. De allí su principal limitación. Por otra parte, no tiene en cuenta los desbalances de carga reactiva.

- A partir del porciento de desbalance (δU): Consiste en determinar el por ciento de desbalance de la máxima desviación de tensión media, en relación con el promedio de las tensiones de línea en un intervalo de 10 min.

$$\delta U = \frac{Umed(max)}{Umed} * 100\% \tag{1.14}$$

donde:

Umed – Máxima desviación de tensión de línea con relación a la tensión promedio.

Umed – Promedio de las tensiones de línea.

La expresión anterior es solo una aproximación del porciento de la componente de tensión de secuencia negativa. Para desbalances de tensión superiores al 5%, es necesario un estudio a partir del factor de desbalance.

1.3.1 Implicaciones del desbalance

Es bien conocido que el desbalance de tensión tiene un efecto perjudicial sobre la mayoría de las aplicaciones eléctricas, motivando la dedicación de esfuerzos a la investigación de este efecto en diversas áreas. Un aspecto que ha interesado a numerosos estudiosos de este fenómeno es el relacionado con las pérdidas que provoca en las redes eléctricas y sus métodos de cálculo y simulación en diferentes regímenes, incluyendo transitorios. El balance perfecto de las cargas en las tres fases de un sistema trifásico es imposible de lograr en condiciones reales, donde coexisten cargas trifásicas y monofásicas conectadas al circuito industrial. Por otra parte, los voltajes de suministro no son perfectamente simétricos, pues el

sistema eléctrico nacional está afectado por la asimetría de las cargas y otros elementos que lo constituyen.

1.3.2 Causas del desbalance

La principal causa son las cargas monofásicas sobre el sistema trifásico, debido a una distribución no homogénea, en especial la de consumidores de baja tensión de índole monofásicos. Para igual dispersión de cargas monofásicas, la configuración del tipo de red de distribución y transmisión incide sobre la propagación del desbalance. La configuración de red radial, mostrará niveles mayores que una red mallada. Las impedancias propias y mutuas entre fases no balanceadas presentarán desbalances en las caídas de tensión aún con cargas simétricas. El efecto de un banco trifásico de capacitores con una fase fuera de servicio presentará un desbalance de compensación de corriente reactiva capacitiva. Los hornos de arcos trifásicos, por su naturaleza de funcionamiento, presentan desbalances de carga variable a lo largo del proceso de fundición. [6]

1.3.3 Desbalance y sus efectos:

En las líneas y transformadores del sistema, el desbalance ocasiona un incremento de las pérdidas de potencia activa como se comprueba a continuación:

Se supone un circuito balanceado con una resistencia de un ohm (figura 1.9)



Figura 1.9: Ejemplo de un circuito balanceado

$$\Delta P = (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2) * R$$
$$\Delta P = 3 * (100)^2 * 1$$

$$\begin{split} \Delta P &= 30 \ kW \\ P &= \sqrt{3} * 4.16 kV * 100 \\ P &= 720 \ kW \\ \text{El mismo circuito, consumiendo la misma potencia, pero ahora desbalanceado:} \\ I_A &= 110 \ A \rightarrow P_A = \ 2.4 kV * 110A = 264 \ kW \\ I_B &= 70 \ A \rightarrow P_B = \ 2.4 kV * 70A = 168 \ kW \\ I_C &= ? \rightarrow P_C = \ 720 - (264 + 168) = 288 \ kW \\ I_C &= \frac{288}{2.4} = 120 \ A \\ \text{luego:} \end{split}$$

$$(1^2 + 1^2 + 1^2)$$

$$\Delta P = (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2) * R = (110^2 + 90^2 + 10^2) * 1$$

 $\Delta P = 31.4 \ kW$

Como se mostró anteriormente las pérdidas de potencia aumenta hasta 1.4kW con el desbalance de las corrientes de fase y es de importancia destacar que a medida que aumenta los niveles de corriente estas pérdidas toman valor significativo, por esto en los circuitos de 4kV las pérdidas de potencia son mayores que los de 13 kV. Uno de los casos real es el del circuito 166 en Santa Clara que tenía a las 6:00 PM del día 4 de abril de 2013 unas corrientes promedio de fase de 40A (fase A), 67 A (fase B) y 121.5A (fase C);aquí se puede notar el gran desbalance que presenta este circuito.

El desbalance también trae consigo la limitación de la capacidad de carga y sobreestimación de capacidades en el diseño. En los dispositivos y convertidores electrónicos de potencia el desbalance provoca armónicos triples que favorecen la distorsión armónica, incrementos de corrientes de consumo, mal funcionamiento y disminución de su vida útil.

La asimetría en la tensión también conlleva al calentamiento adicional del equipamiento de fuerza y disminuye su vida útil. Este defecto también influye negativamente en el funcionamiento de algunos esquemas de protecciones por relés, provocando operaciones erráticas y sacando de funcionamiento los equipos.

El desbalance en las redes de distribución provoca pérdidas adicionales por calentamiento así como disminución en la eficiencia de los motores de inducción trifásicos, tan frecuentemente utilizados en la industria. Según se establece en la norma IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) 1159 un desbalance de 3,5% en tensión puede resultar un 25% de aumento del calentamiento en algunos motores. Los bobinados del estator tanto en conexión delta como estrella, carecen de neutro, por lo que un sistema desbalanceado provocará corrientes de secuencia negativa. El torque total transmitido quedará compuesto por un torque positivo (directo) más un torque de menor intensidad en sentido contrario equivalente a un freno eléctrico. El flujo magnético con sentido rotacional inverso provoca: [6]

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

Los análisis de laboratorio indican que hasta un 2% de desbalance, los motores no se ven muy afectados. Por encima del 2%, la eficiencia se verá reducida. [7]

1.4 Situación del desbalance en Santa Clara

En los circuitos del municipio de Santa Clara, existe un desbalance considerable que se pudiera reducir con la aplicación del algoritmo que demostraremos en los próximos capítulos. Para demostrar lo anteriormente expuesto, hemos utilizado las lecturas de los NULEC y los RELÉ de distintos circuitos primarios de Santa Clara, a los cuales se les ha calculado el desbalance definido por la NEMA (Desbalance NEMA o %NEMA) y el % de la corriente por neutro (%In) que actualmente circula por estos circuitos:

$$DesbalanceNEMA = Maxk | Ik - Iprom | / Iprom * 100$$
(1.15)

$$\% In = In / Iprom * 100$$
 (1.16)

donde:

Maxk | Ik - Iprom | – es el valor máximo de la diferencia entre las corrientes de fase (I) y el valor promedio de las corrientes de fase.

In – corriente por el neutro.

Utilizando estas expresiones se confeccionó la Tabla 1.1 donde se pueden apreciar los valores máximos y medios para el desbalance definido por la NEMA y para el porciento de la corriente por el conductor neutro.

Circuito	Estado	Ia	Ib	Ic	In	%NEMA	%In
141	Medio	64	73	58	13	12.30	20
	Máximo	74	82	65	13	11.31	17.64
26	Medio	56	74	59	14	1.80	22
	Máximo	56	64	51	6	12.28	10.52
28	Medio	43	34	27	17	24.2	49
	Máximo	44	46	25	19	20	49.56
31	Medio	107	110	84	23	1.09	21
	Máximo	125	105	90	34	17.13	31
166	Medio	56	51	44	15	11.33	24
	Máximo	90	77	70	19	13.92	29.9
168	Medio	51	69	57	13	16.94	22
	Máximo	76	92	77	11	12.74	13.4

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

A continuación en las figura 1.10 y 1.11 se puede apreciar el comportamiento del desbalance NEMA y del % In para los circuitos primarios 141, 26, 28, 31, 166 y 168 respectivamente del municipio de Santa Clara.



Figura 1.10: % NEMA



Figura 1.11: % In
CAPÍTULO 2. PROGRAMA PARA EL BALANCE DE LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

Puede Los circuitos de distribución primaria son desbalanceados no solo por el uso extensivo de bancos trifásicos de transformadores monofásicos y transformadores de distribución monofásicos, sino también por la utilización de ramales de dos fases y neutro o de fase y neutro.

El desbalance de las corrientes de fase produce dos problemas fundamentales en los circuitos: las pérdidas de potencia y energía en los conductores primarios de fase o neutro se incrementan y la presencia de una alta corriente en el neutro en operación normal complica la detección de las fallas a tierra por las protecciones de sobre-corriente de tierra.

Diferentes técnicas de programación como: algoritmos genéticos [8], evolución diferencial [9], búsqueda tabú [10], colonia de hormigas [11], etc. se han aplicado para la reconfiguración de alimentadores de distribución mediante operaciones de los desconectivos existentes en dichos circuitos [8 – 14]. Este acercamiento puede mejorar la operación de los circuitos, pero requiere la presencia de múltiples desconectivos seccionalizadores en los mismos.

Otro acercamiento al problema consiste en balancear las corrientes de las fases del circuito mediante la reconexión de los ramales y transformadores de distribución a las fases del circuito primario. Normalmente, la ejecución de solo unas pocas operaciones de reconexión puede mejorar el balance de las corrientes y reducir las pérdidas de energía en los conductores primarios.

Considerando el objetivo de reducir el desbalance del sistema, el problema de balanceo se formula como un problema de programación mixto en enteros con restricciones lineales [15]. Una segunda contribución [16] utiliza una técnica de simulación del recocido con este fin.

Buscando tanto el balance de las corrientes como la reducción de las pérdidas, se utiliza un algoritmo genético para optimizar la reconexión de los transformadores de distribución al circuito primario [17], pero el número de reconexiones resultante puede ser muy alto para que tenga utilidad práctica.

En [18], se propone un algoritmo de búsqueda heurística para ajustar el arreglo de conexiones de los ramales a las fases del circuito primario, pero solo se considera la minimización del desbalance en cada segmento de línea.

Otra aplicación de simulación del recocido se presenta en [19], este acercamiento combina el balance de las fases con la reconfiguración del circuito.

Un sistema experto para obtener la estrategia de balanceo se propone [20] con el objetivo de reducir la corriente de neutro y de esta forma evitar el disparo indeseado de la protección de sobre-corriente de tierra.

En [21 – 22], se utiliza un algoritmo inmune para derivar la estrategia de reconexión para los ramales y transformadores de distribución con el objetivo de mejorar el balance de las corrientes de fase del circuito. El problema se formula con una función objetivo multiobjetivo que considera la minimización del desbalance, de las interrupciones del servicio y del costo de las operaciones de reconexión.

La reconexión de los devanados de los transformadores se emplea en [16] para balancear las fases en un sistema trifásico de cuatro hilos con buenos resultados.

El balanceo de fases se realiza en [24] por una técnica de calentamiento de partículas. La función multiobjetivo utilizada considera: la corriente de neutro, el costo de las reconexiones, las caídas de tensión y las pérdidas en las líneas.

En [25] se presentó una contribución previa para el problema de balanceo. En este acercamiento se utilizó un algoritmo genético para minimizar las pérdidas de energía en los conductores primarios al tiempo que la corriente de neutro se reducía a un nivel aceptable.

Esta aproximación previa ha sido aplicada exitosamente en sistemas de distribución, reales, pero con el propósito de obtener el mínimo de reconexiones de los ramales y transformadores de distribución, se utilizó cíclicamente el algoritmo genético, lo que incrementó la complejidad del algoritmo y el tiempo de cálculo de las soluciones.

Teniendo en cuenta los avances en métodos de optimización multiobjetivo, el presente trabajo implementa una aplicación del método NSGA-II [26] para el problema del balanceo, la cual determina las mínimas operaciones de reconexión de ramales y transformadores de distribución que minimicen ambos objetivos: las pérdidas de energía en el circuito primario y la máxima corriente de neutro del circuito.

La aplicación de NSGA-II presentada ha mostrado un comportamiento muy exitoso en la optimización del balanceo de circuitos. El tiempo de cálculo se ha reducido a menos de un 10% con respecto a la aplicación original. Un ejemplo de prueba con todos sus datos muestra las posibilidades del presente programa.

2. 1. Formulación del Problema

El circuito primario radial de tres fases y neutro contiene N_{lat} ramales de dos fases y neutro o de fase y neutro, así como N_{trf} bancos trifásicos de transformadores y transformadores de distribución monofásicos.

Los terminales primarios 1, 2, 3 de estos elementos pueden conectarse a las fases A, B, C del circuito primario en varios arreglos de conexiones.

2.1.1 Ramales de dos fases y neutro

Un ramal de dos fases y neutro tiene que estar conectado a la sección trifásica del circuito. Si la variable x_{lat} representa los arreglos de conexiones posibles del ramal, las fases a que pueden conectarse los terminales 1 y 2 del ramal son (Tabla 1):

Terminal	$x_{lat} = 1$	x _{lat} =2	$X_{lat} = 3$
1	А	В	С
2	В	С	A

Tabla 1: Conexiones para ramales de dos fases

2.1.2 Ramales de fase y neutro

Un ramal de fase y neutro puede conectarse a la sección trifásica o a una sección bifásica del circuito con las siguientes conexiones posibles para el terminal 1 en cada caso (Tabla 2):

Tabla 2: Conexiones para ramales de fase y neutro

a) El ramal está conectado a la sección trifásica

Terminal	$x_{lat} = 1$	<i>x_{lat} =2</i>	$x_{lat} = 3$
1	А	В	С

b) El ramal está conectado a una sección de bifásica

	*X _{lat} C	^o =1	X lat ^C	⁾ =2	$x_{lat}^0 = 3$		
Terminal	$x_{lat} = 1$	$x_{lat} = 2$	$x_{lat} = 1$	$x_{lat} = 2$	$x_{lat} = 1$	$x_{lat} = 2$	
1	А	В	В	С	С	А	

 $*x_{lat}^{0}$ es la conexión de la sección a la que se conecta el ramal

2.1.3 Bancos de tres transformadores

Los bancos de tres transformadores utilizan conexión estrella - delta (Fig. 1).



Fig. 1. Banco de tres transformadores

Las cargas monofásicas de 240/120 V ($S_{1\varphi}$) se alimentan del transformador de alumbrado y dos transformadores de fuerza iguales completan el banco para suministrar las cargas de 240 V trifásicas ($S_{3\varphi}$).

Para simplificar el análisis, las cargas monofásicas de 120 V se consideran igualmente distribuidas entre las dos secciones del secundario del transformador de alumbrado.

De la Fig. 1, las tensiones de línea en el secundario están en fase a las tensiones de fase a neutro en el primario V_{1n} , V_{2n} and V_{3n} . Entonces, aplicando el principio de superposición, las corrientes del primario I_1 , I_2 , I_3 se obtienen mediante:

$$I_{1} = +\frac{2}{3} \left(S_{1\phi} / V_{1n} \right)^{*} + \frac{1}{3} \left(S_{3\phi} / V_{1n} \right)^{*}$$

$$I_{2} = -\frac{1}{3} \left(S_{1\phi} / V_{1n} \right)^{*} + \frac{1}{3} \left(S_{3\phi} / V_{2n} \right)^{*}$$

$$I_{3} = -\frac{1}{3} \left(S_{1\phi} / V_{1n} \right)^{*} + \frac{1}{3} \left(S_{3\phi} / V_{3n} \right)^{*}$$
(1)

Este banco de transformadores solo puede conectarse a la sección trifásica del circuito primario. Por lo tanto, las posibles conexiones x_{trf} para sus terminales primarios 1, 2 y 3 son los siguientes (Tabla 3):

Terminal	$x_{trf} = 1$	$X_{trf} = 2$	$X_{trf} = 3$
1	Α	В	С
2	В	С	A
3	С	Α	В

2.1.4 Bancos de dos transformadores

Los bancos de dos transformadores tienen conexión estrella aterrada - delta (Fig. 2).



Fig. 2. Banco de dos transformadores

Las cargas monofásicas de 240/120 V se alimentan por el transformador de alumbrado y un solo transformador de fuerza completa el banco para suministrar las cargas trifásicas de 240 V.

Las corrientes primarias I_1 , I_2 , I_3 se obtienen de:

$$I_{1} = \frac{1}{3} \left(S_{3\phi} / V_{1n} - S_{3\phi} / V_{3n} \right)^{*} + \left(S_{1\phi} / V_{1n} \right)^{*}$$

$$I_{2} = \frac{1}{3} \left(S_{3\phi} / V_{2n} - S_{3\phi} / V_{3n} \right)^{*}$$

$$I_{3} = 0$$
(2)

Este banco de transformadores puede conectarse a la sección trifásica o una sección bifásica del circuito. Por lo tanto, las posibles conexiones x_{trf} de los terminales primarios 1 y 2 son (Tabla 4):

Tabla 4. Conexiones para bancos de dos transformadores

Terminal	x _{trf} =1	$x_{trf} = 2$	$x_{trf} = 3$	$X_{trf} = 4$	$X_{trf} = 5$	$X_{trf} = 6$
1	А	В	В	С	С	Α
2	В	А	С	В	А	С

a) El banco se conecta a la sección trifásica

b) El banco se conecta a una sección bifásica

	*Xlat	= 1	Xlat	=2	$x_{lat} = 3$		
Terminal	$x_{trf} = 1$	$X_{trf} = 2$	$x_{trf} = 1$	$X_{trf} = 2$	$x_{trf} = 1$	$X_{trf} = 2$	
1	А	В	В	С	С	А	
2	B A		СВ		Α	С	

*xlat es la conexión del ramal al que el banco se conecta

En este caso se debe tener cuidado de mantener la secuencia de fases en el secundario cuando el banco es reconectado.

2.1.5 Transformadores monofásicos de distribución

Los transformadores monofásicos de distribución suministran solo las cargas monofásicas de 240/120 V (Fig. 3).



Fig. 3. Transformador monofásico de distribución

En este caso, solo existe el terminal 1 y:

$$I_{1} = \left(S_{1\phi} / V_{1n}\right)^{*}$$
$$I_{2} = 0$$
$$I_{3} = 0$$
(3)

El terminal primario del transformador puede conectarse a la sección trifásica, a una sección bifásica o a una sección monofásica del circuito. Entonces, las posibles conexiones son (Tabla 5):

	Termir	al x _{trf}	=1	$X_{trf} = 2$		rf = 3				
	1	A	A B		С					
b) El transformador se conecta a una sección bifásica										
	*X _{lat}	= 1	Х	$i_{lat} = 2$		X _{la}	$a_t = 3$			
Terminal	$x_{trf} = 1$	$X_{trf} = 2$	$X_{trf} =$	1 X _{trf} :	=2	$x_{trf} = 1$	$x_{trf} = 2$			
1	А	В	В	C		С	A			

Tabla 5. Conexiones para un transformador monofásico

a) El transformador se conecta a la sección trifásica

* x_{lat} es la conexión del ramal al que se conecta el transformador

Si el transformador se conecta a un ramal monofásico el terminal del transformador se conecta a la única fase disponible y por ello no se necesita una variable para representar su conexión.

2.2 Variables independientes

Para representar las conexiones seleccionadas para cada ramal y transformador

de distribución, se define el arreglo x_{con} de $N_{lat}+N_{trf}$ elementos, que está formado por los sub vectores x_{lat} y $x_{trf.}$

$$x_{con} = \begin{bmatrix} x_{lat} & x_{trf} \end{bmatrix}$$
(4)

Los elementos de x_{con} son enteros acotados por los valores mostrados en las tablas precedentes (1 - 5).

Desde el punto de vista práctico, se requiere que el número de reconexiones se limite a un pequeño por ciento de los ramales y transformadores de distribución. Sin embargo, todos los $N_{lat}+N_{trf}$ elementos pueden modificarse en el proceso de optimización, lo cual debe evitarse de alguna manera.

La solución para este problema puede lograrse definiendo el arreglo adicional x_{var} , formado por N_{var} elementos enteros acotados entre 1 y la longitud del arreglo x_{con} .

La función del arreglo x_{var} es determinar el subconjunto de los elementos de x_{con} que pueden variar su conexión. O sea, solo los elementos de x_{con} que se definen en el arreglo x_{var} pueden cambiar su valor respecto a la conexión inicial de dichos elementos.

Adicionando los elementos de x_{var} , las variables independientes del problema de optimización se representan por el arreglo x de $N_{lat}+N_{trf}+N_{var}$ elementos, el cual está formado por los sub vectores x_{con} y x_{var} .

$$x = \begin{bmatrix} x_{con} & x_{var} \end{bmatrix}$$
(5)

2.3 Funciones objetivo

Varios objetivos pueden lograrse al modificar la conexión de los ramales y transformadores de distribución. Sin embargo, en este caso vamos a considerar la obtención de tres metas principales:

- 1. Mínimas pérdidas de energía en los conductores de circuito primario.
- 2. Mínima corriente de neutro en la fuente del circuito.
- 3. Mínimo número de elementos reconectados.

Para un cierto valor del arreglo x de variables independientes, queda establecida la conexión de todos los ramales y transformadores al circuito primario.

Entonces, las corrientes primarias de todos los bancos trifásicos de transformadores y los transformadores de distribución pueden calcularse por las expresiones (1 - 3). Además, las corrientes primarias de cualquier otro elemento trifásico como transformadores trifásicos o bancos de condensadores se calculan y adicionan.

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

$$J_{k,i,h}(x) = \sum_{n \in C_k} I_{n,i,h}(x)$$
(6)

La corriente de neutro $J_{N_{k,h}}$ es la suma de las corrientes de las M_k fases en la sección k.

$$J_{N_{k,h}}(x) = \sum_{i=1}^{M_k} J_{k,i,h}(x)$$
(7)

Las pérdidas de potencia activa en la sección *k* se calculan mediante:

$$\Delta P_{k,h}(x) = R_k \sum_{i=1}^{M_k} \left| J_{k,i,h}(x) \right|^2 + R_{N_k} \left| J_{N_{k,h}}(x) \right|^2 \tag{8}$$

Donde R_k y R_{N_k} son las resistencias del conductor de fase y de neutro.

El primer objetivo a minimizar son las pérdidas de energía en todas las *N* secciones del circuito para las 24 horas del ciclo de carga, esto es:

$$\Delta E(x) = \sum_{k=1}^{N} \sum_{h=1}^{24} \Delta P_{k,h}(x)$$
(9)

El segundo objetivo a minimizar es el módulo de la máxima corriente de neutro *J_{NMAX}* en la primera sección del circuito, o sea:

$$J_{N_{MAX}}(x) = \max_{h} \left\{ J_{N_{1,h}}(x) \right\}$$
 (10)

Finalmente, el tercer objetivo a minimizar es el número $N_R(x)$ de elementos (ramales y transformadores de distribución) que serán reconectados.

De esta forma, el problema de optimización multiobjetivo se formula como:

37

$$\min\begin{cases} f_1(x) = \Delta E(x) \\ f_2(x) = J_{N_{MAX}}(x) \\ f_3(x) = N_R(x) \end{cases}$$
(11)

Donde los elementos de *x*, son enteros acotados por los arreglos de valores límites x_{min} y x_{max} .

2.4 Implementación del NSGA-II

El problema formulado es altamente no-lineal y discreto cuya solución requiere un método especial de optimización multiobjetivo como el NSGA-II. Este algoritmo es capaz de obtener el conjunto de todas las soluciones no-dominadas conocido como Frontera de Pareto, la cual describe el intercambio óptimo entre funciones objetivo en competencia.

Una implementación del NSGA-II codificada en números reales [27] se ha empleado para resolver el problema presentado. Sin embargo, se han modificado los operadores genéticos: cruzamiento y mutación para considerar el hecho de que *x* es un arreglo de enteros.

Como es común a todos los algoritmos genéticos, solo se necesita una función para evaluar las funciones objetivo para implementar el programa de optimización.

Para implementar esta función, se necesita un flujo de potencia trifásico que calcule las corrientes en cada rama del circuito a todas las horas del día.

A pesar de la existencia de sofisticados métodos de flujo de potencia, se ha empleado un método más simple y rápido que considera tensión nominal en

módulo para todos los nodos del sistema. Esto reduce el esfuerzo de cálculo para evaluar las soluciones y permite aproximar las pérdidas de energía y la máxima corriente de neutro para una variante de conexiones dada si se logra una buena caracterización de las cargas y su comportamiento horario.

CAPÍTULO 3. RESULTADO DEL BALANCEO DE LOS CIRCUITOS SELECCIONADOS

En este capítulo se presenta el proceso de análisis de los circuitos y los resultados del balanceo con las variantes seleccionadas respectivamente.

Realizando un análisis con la OBE del Municipio de Santa Clara, se seleccionaron los circuitos a balancear, los cuales se muestran en la tabla 3.1. Estos circuitos son analizados para el caso de su estado normal de operación y un estado alternativo en que cada circuito puede enlazarse con el adyacente mediante el interruptor en aire instalado para este fin.

Circuito	Tensión kV/Subest	Clientes	Tipo	Posibilidad de enlace
141	13.8 /Manuelita		R	26, <mark>170</mark>
26	13.8/Manuelita		R	141, <mark>170</mark>
28	13.8/Plaza		R	168
31	13.8/SC Industrial		R	166, <mark>169</mark>
166	13.8/Gran Panel		R	31, <mark>169</mark>
168	13.8/Gran Panel		R	28
169	13.8/Gran Panel		R	166, <mark>31</mark>

Tabla 3.1 Circuitos Seleccionados

El procedimiento de balanceo parte de cinco pasos fundamentales:

- 1) Celaje de los circuitos
- 2) Formación de la base de datos del Radial
- 3) Ajuste de los datos de las cargas a las mediciones disponibles
- 4) Corrida del programa de balanceo

5) Ejecución del balanceo

Debido a la carencia de tiempo para completar el proceso en todos los circuitos, se logró ejecutar hasta el último paso solo en los circuitos 141 y 26, mientras que los circuitos 28 y 168 quedan en espera de la ejecución del balanceo con las soluciones ya analizadas. En el resto de los circuitos 31, 166 y 169 se concluyó con el segundo paso.

El celaje de los circuitos, aunque puede considerarse un trabajo convencional, es muy importante y requiere de una gran cantidad de tiempo y esfuerzo. En él se determinan los datos reales de la estructura y composición del circuito. En todos los casos se comprobó la no actualización de los datos de celaje disponibles en la OBE Villa Clara. Utilizando los datos obtenidos en el celaje y la experiencia de los especialistas de la OBE Villa Clara, fueron obtenidas las bases de datos de Radial para cada uno de estos circuitos.

Otro paso no menos importante es el de ajustar los datos de las cargas. Apoyándonos en el avance tecnológico que presentan los interruptores que controlan estos circuitos se descargan los archivos históricos los cuales contienen la información del comportamiento de las mediciones en un periodo de tiempo seleccionado. Del archivo obtenido se generan los gráficos de carga horarios durante una semana, esto se promedia y se logra un grafico de carga horario promedio para una semana y este último es el que se toma como referencia para ajustar las cargas de la base de datos del RADIAL del circuito a analizar. Debe entenderse que este ajuste se realiza modificando las distintas cargas a criterio del especialista, por lo que no puede decirse que el resultado sea exacto, pero si es una solución a emplear cuando no se dispone de los datos de las cargas, que es lo que ocurre siempre en estos circuitos.

A continuación se analizan los diferentes circuitos:

3.1 Circuito 141

El circuito 141 parte de la subestación Manuelita 34.5/13.8 kV la cual se alimenta de la línea del interruptor 108 (34.5 kV) y posee un transformador de 4 MVA para alimentar los circuitos 26 y 141. A este último se le adicionó en el presente 2014 el 95% de la carga del circuito 8 (Antón Díaz) el cual operaba a 4.16 kV (ver anexo 1).

Las cargas estatales principales de este circuito son:

- 1.Taller de desmonte
- 2.Madeca
- 3.AUSA
- 4. Fábrica de bloques
- 5.Centro Construcción SIME

El esquema que presenta esta subestación le permite que un interruptor pueda llevar la carga propia más la del interruptor adyacente (fig. 3.1)



Figura 3.1 Esquema monolineal de la subestación Manuelita 34.5/13.8 kV

EL interruptor NULEC V-303 es el encargado de controlar el circuito 141 en su totalidad. Del mismo se descargó el comportamiento de sus corrientes de carga en una semana para ajustar los datos de las cargas en la base de datos (fig. 3.2)



Fig. 3.2 Comportamiento de las corrientes de fase y neutro del circuito 141

Como muestra la figura 3.2, el gráfico medido es característico de circuitos residenciales, constatando que la fase más cargada es la B y la menos cargada es la C, lo que se explica por la disposición de transformadores en el circuito (tabla 3.2).

Cto.	Transformadores	Fase A	Fase B	Fase C	Monofásicos	Fase A	Fase B	Fase C
141	116	39	40	37	73	22	27	24

Tabla 3.2 Cantidad de transformadores por fase

La figura (3.3) muestra los gráficos de carga activa, reactiva y aparente del circuito medidos por el NULEC V-303 en el periodo comprendido del 21 al 26 de Abril.



Figura 3.3 Demandas horarias del circuito 141

Como se explicó previamente, con la ayuda de las mediciones disponibles, se ajustó la base de datos del circuito hasta obtener la mejor coincidencia posible entre los cálculos del Radial y las mediciones (Tabla 3.3)

Horario	Estado	Resultados del Radial					M	edicione	es del	NUL	EC		
	de	Р	Q	la	lb	lc	In	Р	Q	la	lb	lc	In
	carga	(kW)	(kvar)	(A)	(A)	(A)	(A)	(kW)	(kvar)	(A)	(A)	(A)	(A)
04-05	Mínimo	652.4	643.9	37	41	32	6	820.1	349.1	37	43	32	9
18-19	Máximo	1737.0	716.4	79	87	71	14	1741.1	631.9	74	82	65	13

Tabla 3.3 Comparación entre los resultados del Radial y las mediciones

Por su parte, en la tabla 3.4 se muestran los resultados generales obtenidos con el software Radial.

Concepto	Valor	Unidad
Potencia activa de las cargas	1737,01	kW
Potencia reactiva de las cargas	716,39	kvar
Pérdidas activas en líneas	12	kW
Pérdidas reactivas en líneas	16	kvar
Pérdidas de cobre en transformadores.	14	kW
Pérdidas de hierro en transformadores	18	kW
Pérdidas totales de potencia activa	45	kW
% de pérdidas de potencia	3	%
Potencia reactiva en capacitores.	75	kvar
Energía activa de las cargas	26	MW.h
Energía reactiva de las cargas	18	Mvar.h
Pérdidas de energía en líneas	118	kW.h
Pérdidas de energía Cu en transformadores	136	kW.h
Pérdidas de energía Fe en transformadores	433	kW.h
Pérdidas totales de energía	687	kW.h
% de pérdidas de energía	3	%

Utilizando la base de datos ya ajustada con las mediciones, se realizó la corrida del programa de balanceo mediante NSGA-II, utilizando una población de 100 individuos y realizando 100 generaciones del algoritmo.

De acuerdo al programa de balanceo, los resultados iniciales y su comparación con los resultados del Radial se muestran en la tabla (3.5), donde se observa una buena correspondencia entre las corrientes, pero hay diferencias apreciables en las pérdidas, lo que puede deberse a diferencias entre los algoritmos de flujo de potencia y otros datos entre los dos modelos.

Parámetro	Balanceo	Radial
Pérdidas (kWh)	134.5	118
la(A)	78.3	79
lb(A)	83.5	87
Ic(A)	69.8	71
In(A)	14.3	14

Tabla 3.5 Resultados iniciales

Después de ejecutadas las 100 generaciones del algoritmo el espacio de soluciones (Frontera de Pareto) se muestra en la figura 3.4.



Fig. 3.4. Espacio de soluciones

Otra forma de presentar las soluciones para escoger la variante a aplicar es la figura 3.5, en que las soluciones se presentan ordenadas por número de reconexiones, pérdidas y corriente de desbalance respectivamente.



Fig. 3.5. Soluciones ordenadas

Analizando la figura, puede verse que no se consiguen ahorros de energía considerables con el balanceo, sin embargo, puede lograrse una gran reducción de la corriente de desbalance con un reducido número de reconexiones, como es el caso de la variante 80 que se destaca en la figura 3.5.

Los resultados del circuito para la variante seleccionada se muestran en la tabla 3.6.

Pérdidas (kW Ahorro (kWh/ Desbalance(A Reducción(A) Reconexiones	h/día) = 1 día) = -) = 2 = 1 = 2	134.6919 -0.21541 2.3031 11.9689 4							
Lista de Cambios en Ramales									
Nodo1	Nodo2	Antes	Después						
'No92' 'No71'	'No97' 'No74'	'[1]A' '[2]B'	'[3]C' '[3]C'						
Lista de Cambios en Bancos									
Nodo2	Antes	Después							
'No62' 'No20'	'[2]B' '[1]A'	'[3]C' '[3]C'							

Tabla 3.6. Resultados del balanceo (variante 80)

La figura (3.6) muestra la comparación entre la estimación de los gráficos de las corrientes al inicio y después de aplicada la variante seleccionada, donde se comprueba la gran reducción que se produce en la corriente de desbalance en todo el día.



Fig. 3.6. Corrientes estimadas antes y después del balanceo

La aplicación de estos cambios sobre la base de datos del Radial del circuito 141 influye notablemente en su desbalance, la siguiente Tabla 3.7 muestra una comparación antes y después de la aplicación del balanceo para los horarios 7:00am, 12:00pm y 18:00pm respectivamente calculados por el Radial.

	7:00 am		12	:00 m	18:00 pm		
Corrientes	Antes	Después	Antes	Después	Antes	Después	
la (A)	60	57	64	61	79	76	
Ib (A)	69	65	73	69	87	80	
Ic (A)	53	61	58	65	71	81	
In (A)	13	4	13	4	14	4	

Tabla 3.7. Efecto del balanceo en las corrientes

3.2 Circuito 26

El circuito 26 de la ciudad de santa Clara parte desde la Subestación manuelita abarcando la zona de manuelita y parte de la Riviera. Es un circuito que por grafico de carga lo podemos clasificar como Residencial (figuras 3.7y 3.8). En el sector estatal sus cargas principales son:

- 1. Camiones del Centro
- 2. Empresa de Hormigón
- 3. ECOI 25
- 4. EMGEF

La figura 3.7 muestra el comportamiento de las corrientes de fases y neutro del circuito 26



Figura 3.7 Comportamiento de las corrientes de fase y neutro del circuito 26

Como muestra la figuras (3.7 y 3.8), se puede apreciar que al igual que el circuito 141 el gráfico es característico de circuitos residenciales constatando que la fase más cargada es la B y la menos cargada es la C, La tabla 3.8 muestra la disposición de transformadores del circuito una vez realizado su celaje.

Cto.	Transformadores	Fase A	Fase B	Fase C	Monofásicos	Fase A	Fase B	Fase C
26	103	28	35	40	52	15	20	17

La figura (3.8) muestra las Potencias máximas y mínimas del circuito visto por el NULEC V-70 en el periodo comprendido del 23 al 27 de Abril



Figura 3.8 Demandas horarias del circuito 26

Se ajustó la base de datos del circuito hasta obtener la mejor coincidencia posible entre los cálculos del Radial y las mediciones (Tabla 3.9)

Horario	Estado	Resultados del Radial				Mediciones del NULEC							
	de	Р	Q	la	lb	lc	In	Р	Q	la	lb	lc	In
	carga	(kW)	(kvar)	(A)	(A)	(A)	(A)	(kW)	(kvar)	(A)	(A)	(A)	(A)
04-05	Mínimo	518.6	502.7	28	37	27	12	635.3	448.4	33	32	33	8
18-19	Máximo	1342.4	554.8	60	70	56	10	1278.7	667.7	56	64	51	6

Tabla 3.9 Comparación entre los resultados del Radial y las mediciones

La tabla 4 muestra los resultados generales obtenidos con el software Radial para el circuito 26 Manuelita.

Concepto	Valor	Unidad
Potencia activa de las cargas	1342,41	kW
Potencia reactiva de las cargas	554.77	kvar
Pérdidas activas en líneas	4	kW
Pérdidas reactivas en líneas	6	kvar
Pérdidas de cobre en transformadores.	12	kW
Pérdidas de hierro en transformadores	16	kW
Pérdidas totales de potencia activa	32	kW
% de pérdidas de potencia	2	%
Potencia reactiva en capacitores.	0.00	kvar
Energía activa de las cargas	22	MW.h
Energía reactiva de las cargas	14	Mvar.h
Pérdidas de energía en líneas	32	kW.h
Pérdidas de energía Cu en transformadores	116	kW.h
Pérdidas de energía Fe en transformadores	376	kW.h
Pérdidas totales de energía	524	kW.h
% de pérdidas de energía	2	%

Tabla 4. Resultados del Radial CTO 26

Con la base de datos ya ajustada con las mediciones, se realizó la corrida del programa de balanceo mediante NSGA-II, utilizando una población de 100 individuos y realizando 100 generaciones del algoritmo.

La tabla (4.1) muestra los resultados iniciales y su comparación con los resultados del Radial

Parámetro	Balanceo	Radial	
Pérdidas (kWh)	43.7	32	
la(A)	64	60	
lb(A)	67	70	
Ic(A)	55	56	
In(A)	7	10	

Tabla 4.1 Resultados iniciales

La figura (3.9) muestra el espacio de soluciones (Frontera de Pareto).



Figura 3.9. Espacio de Soluciones

La figura 4 es la escogida a la hora de seleccionar la variante a realizar ya que presentar las soluciones para escoger la variante a aplicar, en que las soluciones se presentan ordenadas por número de reconexiones, pérdidas y corriente de desbalance respectivamente.



Fig. 4. Soluciones ordenadas

Los resultados del circuito para la variante seleccionada son mostrados en la tabla 4.2.

.





La figura (4.1) muestra la comparación entre la estimación de los gráficos de las corrientes al inicio y después de aplicada la variante seleccionada, donde se comprueba la reducción que se produce en la corriente de desbalance en todo el día



Fig. 4.1. Corrientes estimadas antes y después del balanceo

La aplicación de estos cambios sobre la base de datos del Radial del circuito 26 influye moderadamente en su desbalance, la siguiente Tabla 4.2 muestra una comparación antes y después de la aplicación del balanceo para los horarios 7:00am, 12:00pm y 18:00pm respectivamente calculados por el Radial.

	7:00 am		12	:00 m	18:00 pm		
Corrientes	Antes	Después	Antes	Después	Antes	Después	
la (A)	50	58	53	61	60	64	
lb (A)	68	66	72	69	70	67	
Ic (A)	56	51	59	53	56	55	
In (A)	13	8	14	8	10	7	

Tabla 4.2. Efecto del balanceo en las corrientes

La aplicación de este método de balanceo logra reducir los niveles de desbalance individuales de los circuitos anteriormente analizados, de esta forma para la operación alternativa donde un interruptor lleva la carga propia mas la del circuito adyacente se evidencia una reducción notable del nivel de desbalance. Tabla 4.3.

	7:00 am		12	:00 m	18:00 pm		
Corrientes	Antes	Después	Antes	Después	Antes	Después	
la (A)	118	117	124	125	142	139	
lb (A)	133	131	140	138	152	147	
Ic (A)	114	118	120	125	127	140	
In (A)	9	3	10	4	22	7	

Tabla 4.3. Efecto del balanceo en las corrientes

La interconexión de estos circuitos en operación alternativa con el circuito 170 (José Martí) a través del interruptor en aire () estaría limitada por la capacidad disponible del transformador de Manuelita en el horario en que se necesite realizar esta operación. El uso de seccionalizadores o interruptores en aire ayudaría a disminuir la cantidad de clientes afectados tras un fallo en un circuito La Tabla 4.4 muestra los estados de carga de la subestación Manuelita para diferentes horarios del día.

Horario	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)
07:00	2505.33	1480.4	2910.0
12:00	2678.13	1486.1	3062.8
18:00	3099.1	1268.9	3348.8

Tabla 4.4. Estados de carga subestación Manuelita

3.3 Circuito 28

El circuito 28 de nuestra ciudad parte de la subestación Plaza, la cual posee un transformador de 1.6 MVA con relación 34.5/13.8 kV siendo alimentado por la línea del interruptor 129 de 34.5 kV. Es un circuito pequeño pero por su ubicación es un candidato perfecto para enlazar con el circuito 168. Su grafico de carga como se muestra en la figura 4.2 nos evidencia el predominio de la carga residencial. Sus principales cargas estatales son:

- 1.Recapadora
- 2. Monumento a la plaza
- 3.Panque VC
- 4. Mausoleo del CHE



Figura 4.2 Comportamiento de las corrientes de fase y neutro del circuito 28 Como muestra la figura (4.2), se puede apreciar que la fase más cargada es la A y

la menos cargada es la C, La tabla 4.3 muestra la disposición de transformadores del circuito una vez realizado su celaje.

Cto.	Transformadores	Fase A	Fase B	Fase C	Monofásicos	Fase A	Fase B	Fase C
28	38	16	13	9	17	7	8	2

La figura (4.3) muestra las Potencias máximas y mínimas del circuito visto por el NULEC V-355 en el periodo comprendido del 23 al 27 de Abril



Figura 4.3 Demandas horarias del circuito 28

Se reajustó la base de datos del circuito hasta obtener la mejor coincidencia posible entre los cálculos del Radial y las mediciones (Tabla 4.4)

Horario	Estado	Resultados del Radial				Mediciones del NULEC							
	de carga	P (kW)	Q (kvar)	la (A)	lb (A)	Ic (A)	In (A)	P (kW)	Q (kvar)	la (A)	lb (A)	Ic (A)	In (A)
03-04	Mínimo	396.0	203.7	21	21	13	13	479.7	195	24	22	16	9
18-19	Máximo	936.1	260.0	47	48	27	22	870.7	226.7	44	46	25	19

Tabla 4.4 Comparación entre los resultados del Radial y las mediciones

La tabla 4.5 muestra los resultados generales obtenidos con el software Radial para el circuito 28 Plaza.

Concepto	Valor	Unidad
Potencia activa de las cargas	936.7	kW
Potencia reactiva de las cargas	260.22	kvar
Pérdidas activas en líneas	2	kW
Pérdidas reactivas en líneas	2	kvar
Pérdidas de cobre en transformadores.	10	kW
Pérdidas de hierro en transformadores	8	kW
Pérdidas totales de potencia activa	20	kW
% de pérdidas de potencia	2	%
Potencia reactiva en capacitores.	75.00	kvar
Energía activa de las cargas	16	MW.h
Energía reactiva de las cargas	6	Mvar.h
Pérdidas de energía en líneas	12	kW.h
Pérdidas de energía Cu en transformadores	108	kW.h
Pérdidas de energía Fe en transformadores	198	kW.h
Pérdidas totales de energía	317	kW.h
% de pérdidas de energía	2	%

Tabla 4.5 Resultados del Radial CTO 28

Ajustada las mediciones, se realizó la corrida del programa de balanceo mediante NSGA-II, utilizando una población de 100 individuos y realizando 100 generaciones del algoritmo.

La tabla (4.6) muestra los resultados iniciales y su comparación con los resultados del Radial

Parámetro	Balanceo	Radial		
Pérdidas (kWh)	19.63	12		
la(A)	64	47		
lb(A)	67	48		
Ic(A)	55	27		
In(A)	7	22		

Tabla 4.6 Resultados iniciales

La figura (4.4) muestra el espacio de soluciones (Frontera de Pareto).



Figura 4.4. Espacio de Soluciones

La selección de la variante a realizar se toma de la figura (4.5) ya que se encuentran de forma ordenadas por número de reconexiones, pérdidas y corriente de desbalance respectivamente.





Los resultados del circuito para la variante seleccionada son mostrados en la tabla

4.7



Tabla 4.7. Resultados del balanceo

La figura (4.6) muestra la comparación entre la estimación de los gráficos de las corrientes al inicio y después de aplicada la variante seleccionada, donde se

comprueba la reducción que se produce en la corriente de desbalance en todo el día.



Fig. 4.6. Corrientes estimadas antes y después del balanceo

La aplicación de estos cambios sobre la base de datos del Radial del circuito 28 influye moderadamente en su desbalance, la siguiente Tabla 4.8 muestra una comparación antes y después de la aplicación del balanceo para los horarios 7:00am, 12:00pm y 18:00pm respectivamente calculados por el Radial.

	7:00 am		12	:00 m	18:00 pm			
Corrientes	Antes	Después	Antes	Después	Antes	Después		
la (A)	43	33	45	36	47	36		
lb (A)	34	37	40	42	48	51		
Ic (A)	25	32	27	34	27	35		
In (A)	15	2	15	1	22	12		

Tabla 4.8. Efecto del balanceo en las corrientes
3.4 Resumen de los resultados

Como se aprecia en la siguiente tabla, los resultados del balanceo en todos los circuitos son muy favorables, en particular los circuitos 141, 26 y 28. Fundamentalmente se observa una gran reducción de la corriente de neutro en todos los casos.

	Variante	Cambios	Ineutro (a)		Ahorro
			Antes	Después	(kWh/día)
Circuito 141	80	4	13	4	-0.215
Circuito 26	89	4	14	7	0.4478
Circuito 28	83	3	17	5	4.7932
Circuito 31	99	5	34	14	32.5304
Circuito 166	99	5	19	9	10.6444
Circuito 168	91	4	17	4	10.0706

Tabla 4.9 Comparación de Circuito

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- A partir del celaje realizado a los circuitos se ha detectado que los datos de los mismos estaban desactualizados en la Empresa Eléctrica de Villa Clara.
- Las bases de datos del Radial para todos los circuitos se han ajustado de forma bastante precisa a los gráficos de carga de las corrientes medidas por los recerradores NULEC.
- El programa de balanceo basado en el algoritmo NSGA-II ha tenido un comportamiento favorable en todas las corridas en cuanto a tiempo de ejecución y convergencia.

Las soluciones obtenidas en los diferentes circuitos permiten estimar un buen comportamiento en cuanto a balance y pérdidas de los mismos cuando estas se logren aplicar.

RECOMENDACIONES

- 1) Continuar y profundizar los trabajos encaminados al balanceo de los circuitos de distribución primaria
- 2) Aplicar los cambios determinados por el programa a los circuitos.
- Analizar el problema de balanceo en los pares de circuitos que pueden interconectarse en condiciones de emergencia.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Incluyen los materiales que fueron utilizados durante el desarrollo del trabajo.

Deberá [1] Ramírez, C. H. (1984). Redes y Sistemas Eléctricos La Habana, pp.14

- [2] Short, T. (2004). Electric Power Distribution Handbook. B. Raton. New York, pp.22.
- [3] Short, T. (2004). Electric Power Distribution Handbook. B. Raton. New York, pp.28.
- [4] Short, T. (2004). Electric Power Distribution Handbook. B. Raton. New York, pp.24.
- [5] Short, T. (2004). Electric Power Distribution Handbook. B. Raton. New York, pp.27.
- [6] Casaravilla, G., Echinope, V. Desbalance Estudio de alternativas para su estimación. Extraído el 30 de marzo de 2013, de: http://www.monografias.com/trabajos11
- [7] Ecamectecnología, sep. (2009). Desbalance de Tensiones en sistemas trifásicos (Disponible en) <u>http://www.ecamec.com/newsletter/bajarnotaa0909.pdf</u>. consultado 30 de marzo del 2013)
- [8] Y.-Y. Hong, S.-Y. Ho, "Genetic algorithm based network reconfiguration for loss minimization in distribution systems", IEEE Power Engineering Society General Meeting 2003, Vol. 1, pp. 490, July 2003.
- [9] J.-P. Chiou, C.-F. Chang, C.-T. Su, "Variable scaling hybrid differential evolution for solving network reconfiguration of distribution systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No.2, pp. 668-674, May 2005.
- [10] H. Mori, Y. Ogita, "A parallel tabu search based method for reconfigurations of distribution systems", IEEE Power Engineering Society Summer Meeting 2000, Vol. 1, pp. 73-78, 2000.
- [11] C.-T. Su, C.-F. Changand, J.-P. Chiou, "Distribution network reconfiguration for loss reduction by ant colony search algorithm", EPRI, Vol. 75, No. 2-3, pp. 190-199, August 2005.
- [12] M. Siti, DV. Nicolae, AA. Jimoh, A. Ukil. "Reconfiguration and Load Balancing in the LV and MV Distribution Networks for Optimal Performance", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 22, No. 4, pp. 2534-2540, 2007.

- [13] R. F. Chang, CN. Lu. "Feeder Reconfiguration for Load Factor Improvement", IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Vol. 2, No. 1, pp. 980-984, 2002.
- [14] A. Delbem, A. de Carvalo, NG. Bretas, "Main Chain Representation for Evolutionary Algorithms Applied to Distribution System Reconfiguration", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 1, pp. 425-436, 2005.
- [15] Z. Jinxiang, MY. Chow, Z. Chang, "Phase Balancing using Mixed Integer Linear Programming", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No.4, pp. 1487-1492, 1998.
- [16] Z. Jinxiang, B. Griff, MY. Chow, "Phase Balancing using Simulated Annealing", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 4, pp. 1508-1513, 1999.
- [17] T.-H. Chen, J.-T. Cherng, "Optimal phase arrangement of distribution transformers connected to a primary feeder for system unbalance improvement and loss reduction using a genetic algorithm", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No.3, pp. 994-1000, August 2000.
- [18] C.-H. Lin, C.-S. Chen, H.-J. Chuang, C.-Y. Ho, "Heuristic Rule-Based Phase Balancing of Distribution Systems by Considering Customer Load Patterns", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No.2, pp. 709-716, May 2005.
- [19] A. Ruiz, J. C. Galviz, R. Gallego, "Solución al Problema de Balance de Fases y Reconfiguración de Alimentadores Primarios bajo un Modelamiento Trifásico usando Simulated Annealing", Scientia et Technica, Vol. 12, No. 30, pp. 1-6, 2006.
- [20] C-H. Lin, C-S. Chen, H-J. Chuang, M-Y. Huang, C-W Huang, "An Expert System for Three-Phase Balancing of Distribution Feeders", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, No. 3, pp. 1488-1496, 2008.
- [21] C.H. Lin, C.S. Chen, M.Y. Huang, H.J. Chuang, M.S. Kang, C.Y. Ho and C.W. Huang, "Optimal Phase Arrangement of Distribution Feeders Using Immune Algorithm", 14th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems, ISAP 2007, November 4 - 8, 2007, Kaohsiung, Taiwan.
- [22] M. Y. Huang, C. S. Chen, C. H. Lin, M. S. Kang, H. J. Chuang, C. W. Huang, "Three-Phase Balancing of Distribution Feeders using Immune Algorithm". IET Generation, Transmission and Distribution, Vol. 2, No. 3, pp. 383-392, 2008.
- [23] N. Gupta, A. Swarnkar, K. R. Niazi, "A novel strategy for phase balancing in three-phase four-wire distribution systems", IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego (CA), pp. 1-7, 2011.
- [24] R. A. Hooshmad, S. Soltani, "Fuzzy Optimal Phase Balancing of Radial and Meshed Distribution Networks Using BF-PSO Algorithm", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 27, Issue 1, pp. 47-57, 2012.
- [25] Ignacio Pérez Abril, "Genetic Algorithm for the Load Balance on Primary Distribution Circuits", IEEE Latin América Transactions, Vol. 8, No. 5, Sept. 2010.
- [26] K. Deb, A. Pratap, S. Agarwal, T. Meyarivan, "A Fast and Elitist Multiobjective Genetic Algorithm: NSGA-II", IEEE Trans. on Evolutionary Computation, Vol.6, No. 2, pp 182 – 197, 2002.

Aravind Seshadri, "NSGA-II source code" available in <u>http://www.mathworks.com</u> /matlabcentral/fileexchange/10429-nsga-ii-a-multi-objective-optimizationalgorithm/content/NSGA-II/

ANEXOS

Anexo I Circuito 168

El circuito 168 parte de la subestación La Rusa 110/13.8 kV (se alimenta de la línea La Mosa), que posee un transformador de 25 MVA para alimentar varios circuitos de la ciudad de Santa Clara , recorre toda la calle San Miguel con ramales hasta el Servicentro de la Carretera Central .Por su posición y mediana carga puede enlazarse con el circuito 169 y 2 que atribuye una gran ventaja. Se considera un circuito residencial donde tiene cargas estatales principales como:

6. Policlínico XX Aniversario.

7. Panadería La Popular.

8.Centro Veracuba

9.Servicentro.

La tabla A1.1. Muestra la disposición de transformadores del circuito una vez realizado su celaje.

Tabla A1.1.

Circuito	Transformadores	Fase A	Fase B	Fase C	Residenciales	Fase A	Fase B	Fase C
168	63	23	21	19	47	18	16	13

La tabla A1.2 muestra los resultados generales obtenidos con el software Radial para el circuito 168.

Tabla A1.2

Concepto	Valor	Unidad
Potencia activa de las cargas	1797	kW
Potencia reactiva de las cargas	656	kvar
Potencia reactiva en capacitores.	0	Ckvar
Factor de potencia	0.94	
Pérdidas activas en líneas	7	kW
Pérdidas reactivas en líneas	12	kvar
Pérdidas de cobre en transf.	21	kW
Pérdidas de hierro en transf.	12	kW
Pérd. totales de potencia activa	40	kW
Energía activa de las cargas	25	MW.h
Energía reactiva de las cargas	15	Mvar.h
Pérdidas de energía en líneas	53	kW.h
Pérdidas de energía Cu en transf.	190	kW.h
Pérdidas de energía Fe en transf.	298	kW.h
Pérdidas totales de energía	541	kW.h
% de pérdidas de potencia de Distribution	2	%
% de pérdidas de energía de Distribution	2	%
Potencia activa de cogeneración	0	kW

Resultados del Flujo de Carga Trifásico *Resultados Generales, hora de análisis : 18*



La figura (A1.1) muestra el espacio de soluciones (Frontera de Pareto).

Figura A1.1. Espacio de Soluciones

La selección de la variante a realizar se toma de la figura (A1.2) ya que se encuentran de forma ordenadas por número de reconexiones, pérdidas y corriente de desbalance respectivamente.



Fig. A1.2 Soluciones ordenadas.

Los resultados del circuito para la variante seleccionada son mostrados en la tabla A1.3.

Vte a examinar = 91 Perdidas(kWh/dia) = 73.8937 Ahorro(kWh/dia) = 10.0706 Desbalance(A) = 4.1064 Reduccion(A) = 13.0181 Reconexiones = 4							
List	a de Ca	mbios en	Ramales				
N1	N2 Antes Despue						
'No42'	'No45'	'[2]B'	'[1]A'				
Lista de Cambios en Bancos							
N2 Antes Después							
'No30' 'No54' 'No55'	'[1]A' '[2]B' '[2]B'	'[2]B' '[3]C' '[3]C'					

Tabla A1.3. Resultados del balanceo

La figura (A1.3) muestra la comparación entre la estimación de los gráficos de las corrientes al inicio y después de aplicada la variante seleccionada, donde se comprueba la reducción que se produce en la corriente de desbalance en todo el día.



Fig. A1.3. Corrientes estimadas antes y después del balanceo

Anexo II Circuito 31

El circuito 31 es uno de los más grandes circuitos en Santa Clara, parte de la subestación Santa Clara Industrial 110/13.8 kV que posee un transformador de 25 MVA para alimentar varios circuitos de la ciudad. Su carga es mixta ya que posee varias zonas industriales y residenciales. Puede enlazarse con los circuitos 166, 36,32, un lazo que puede ser muy útil para seguir trabajando en caso de averías. Sus cargas estatales principales son:

- 1. Productora de lácteos.
- 2. Escuelas oficiales.
- 3. Ciencias Médicas.
- 4. Planta de Filtros.
- 5. Fábrica de barquillas.

La tabla A2.1. Muestra la disposición de transformadores del circuito una vez realizado su celaje.

Tabla A2.1								
Circuito	Transformadores	Fase A	Fase B	Fase C	Residenciales	Fase A	Fase B	Fase C
31	143	49	47	47	63	26	20	17

Tabla A2.1

La tabla A2.2. Muestra los resultados generales obtenidos con el software Radial para el circuito 31.

Tabla A2.2.

Resultados del Flujo de Carga Trifásico *Resultados Generales, hora de análisis : 18*

Concepto	Valor	Unidad
Potencia activa de las cargas	2292	kW
Potencia reactiva de las cargas	937	kv ar
Potencia reactiva en capacitores.	0	Ckvar
Factor de potencia	0.93	
Pérdidas activas en líneas	22	kW
Pérdidas reactivas en líneas	29	kv ar
Pérdidas de cobre en transf.	25	kW
Pérdidas de hierro en transf.	25	kW
Pérd. totales de potencia activa	72	kW
Energía activa de las cargas	38	MW.h
Energía reactiva de las cargas	24	Mvar.h
Pérdidas de energía en líneas	200	kW.h
Pérdidas de energía Cu en transf.	250	kW.h
Pérdidas de energía Fe en transf.	602	kW.h
Pérdidas totales de energía	1052	kW.h
% de pérdidas de potencia de Distribution	3	%
% de pérdidas de energía de Distribution	3	%
Potencia activa de cogeneración	0	kW

- 74



La figura (A2.1) muestra el espacio de soluciones (Frontera de Pareto).

Figura (A2.1) Espacio de Soluciones.

La selección de la variante a realizar se toma de la figura (A2.2) ya que se encuentran de forma ordenadas por número de reconexiones, pérdidas y corriente de desbalance respectivamente.



Fig. A2.2. Soluciones ordenadas.

Los resultados del circuito para la variante seleccionada son mostrados en la tabla A2.3.

Vte a examinar = 99 Perdidas(kWh/dia) = 271.6716 Ahorro(kWh/dia) = 32.5304 Desbalance(A) = 6.6081 Reduccion(A) = 32.4947 Reconexiones = 5							
List	a de Car	nbios en	Ramales				
N1	N2	Antes	Despues				
'No62' 'No92' 'No79'	'No66' 'No94' 'No81'	'[3]C' '[2]BC' '[3]CA'	'[2]B' '[3]CA' '[2]BC'				
Lista de Cambios en Bancos							
N2 Antes Despues							
'No142' 'No151'	'[3]C' '[1]A'	'[2]B' '[3]C'					

Tabla A2.3. Resultados del balanceo.

La figura (A2.3) muestra la comparación entre la estimación de los gráficos de las corrientes al inicio y después de aplicada la variante seleccionada, donde se comprueba la reducción que se produce en la corriente de desbalance en todo el día.



Fig. A2.3. Corrientes estimadas antes y después del balanceo

Anexo III Circuito 166

El circuito 166 parte de la subestación La Rusa 110/13.8 kV (se alimenta de la línea La Mosa), que posee un transformador de 25 MVA para alimentar varios circuitos de la ciudad de Santa Clara, recorre parte de la circunvalación y penetra por el Callejón de los Mangos hasta la calle Virtudes ramificándose hasta llegar a Estrada Palma, puede enlazarse con el circuito 169, un lazo muy factible. Es un circuito totalmente residencial.

La tabla A3.1 muestra la disposición de transformadores del circuito una vez realizado su celaje.

La tabla A3.1

Circuito	Transformadores	Fase A	Fase B	Fase C	Residenciales	Fase A	Fase B	Fase C
166	54	23	19	12	49	22	16	11

La tabla A3.2 muestra los resultados generales obtenidos con el software Radial para el circuito 166.

Tabla A3.2.

Resultados del Flujo de Carga Trifásico *Resultados Generales, hora de análisis : 18*

Concepto	Valor	Unidad
Potencia activa de las cargas	1696	kW
Potencia reactiva de las cargas	714	kv ar
Potencia reactiva en capacitores.	0	Ckvar
Factor de potencia	0.92	
Pérdidas activas en líneas	13	kW
Pérdidas reactivas en líneas	16	kv ar
Pérdidas de cobre en transf.	21	kW
Pérdidas de hierro en transf.	9	kW
Pérd. totales de potencia activa	42	kW
Energía activa de las cargas	21	MW.h
Energía reactiva de las cargas	16	Mvar.h
Pérdidas de energía en líneas	91	kW.h
Pérdidas de energía Cu en transf.	155	kW.h
Pérdidas de energía Fe en transf.	208	kW.h
Pérdidas totales de energía	454	kW.h
% de pérdidas de potencia de Distribution	2	%
% de pérdidas de energía de Distribution	2	%
Potencia activa de cogeneración	0	kW

La figura (A3.1) muestra el espacio de soluciones (Frontera de Pareto).



Figura (A3.1) Espacio de Soluciones.

La selección de la variante a realizar se toma de la figura (A3.2) ya que se encuentran de forma ordenadas por número de reconexiones, pérdidas y corriente de desbalance respectivamente.



Fig. A3.2 Soluciones ordenadas.

Los resultados del circuito para la variante seleccionada son mostrados en la tabla A3.3.



Tabla A3.3. Resultados del balanceo.

La figura (A3.3.) muestra la comparación entre la estimación de los gráficos de las corrientes al inicio y después de aplicada la variante seleccionada, donde se comprueba la reducción que se produce en la corriente de desbalance en todo el día.



Fig. A3.3. Corrientes estimadas antes y después del balanceo