

**ALGORITMO BÚSQUEDA TABÚ APLICADO AL PROBLEMA DE LA
PLANEACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO UBICACIÓN
Y DIMENSIONAMIENTO DE CONDENSADORES Y REGULADORES DE
TENSIÓN**

ALEJANDRO GRAJALES OTALVARO

**MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
PEREIRA, AGOSTO DE 2014**

**ALGORITMO BÚSQUEDA TABÚ APLICADO AL PROBLEMA DE LA
PLANEACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO UBICACIÓN
Y DIMENSIONAMIENTO DE CONDENSADORES Y REGULADORES DE
TENSIÓN**

ALEJANDRO GRAJALES OTALVARO

**PROYECTO DE GRADO
PARA OPTAR AL TÍTULO DE MAGISTER EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
LÍNEA DE PLANEAMIENTO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS**

**DIRECTOR:
M. Sc. RICARDO ALBERTO HINCAPIÉ ISAZA**

**MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
PEREIRA, AGOSTO DE 2014**

Dedicatoria

- A mi madre Teresa Otalvaro, a mi padre Arley Grajales y a mi hermana Cristina, que con su amor incondicional, inmenso apoyo y comprensión fueron pieza clave para alcanzar esta tan anhelada meta.
- A Nathalia Martínez, la mujer de mi vida, aquella que amo con todo mí ser, que siempre está conmigo, en los buenos y malos momentos, dándome fuerzas y animándome a salir adelante; mi luna, que siempre guía e ilumina mi senda con su amor y comprensión.
- A mis tías Gloria Otalvaro y Amparo Grajales, y a mi tío Everardo Otalvaro, que siempre se han preocupado por mi formación personal y académica, y están siempre apoyándome.
- A mis primos Alexander y Esteban, grandes amigos, que siempre están conmigo y me apoyan en cada momento.

Agradecimientos

- Al ingeniero y M. Sc. Ricardo Alberto Hincapié Isaza, director de esta tesis, que con su compromiso, buena guía, dedicación, paciencia y comprensión hizo posible este logro. Inmensos agradecimientos.
- Al ingeniero y M. Sc. Oscar Danilo Montoya, por su gran y constante colaboración, por brindarme todo su conocimiento y experiencia tanto como gran persona y excelente profesional. Inmensos agradecimientos.
- A Carlos Julio Zapata, por confiar en mis capacidades y darme la oportunidad de iniciarme como profesional, por compartir sus conocimientos y experiencias conmigo.
- A Darío Rodas y Mauricio Granada, que con sus aportes, buena guía y constante apoyo me han ayudado a formarme como profesional y persona.
- A mis amigos y compañeros de la maestría, que con su apoyo y buenos consejos hicieron posible todo esto.
- A todos aquellos que intervinieron en mi formación profesional, académica y personal, les doy muchas gracias.

El autor.

Resumen

El problema del planeamiento de sistemas primarios de distribución es de gran complejidad y puede ser resuelto empleando metodologías estáticas o dinámicas. Su modelamiento puede considerar redes radiales y enmalladas, reconductorización de líneas existentes, aumento de la capacidad de subestaciones existentes y determinación de la capacidad y localización de nuevas líneas y subestaciones.

Muchos estudios de planeamiento de sistemas de distribución involucran equipos para control de perfiles de tensión y disminución de pérdidas de energía. Dichos equipos son utilizados tradicionalmente al final de la etapa de planeamiento y se emplean para corregir variables operativas del sistema y enmarcarlo dentro de las restricciones técnicas requeridas. El problema de ubicación y dimensionamiento de dichos equipos es complejo y actualmente, junto con el problema de planeamiento de sistemas de distribución, son temáticas de estudio a nivel mundial, donde cada día, diversos autores proponen nuevos modelos matemáticos y métodos de solución, buscando encontrar mejores respuestas técnicas y económicas.

En este trabajo se presenta una metodología para resolver el problema de planeamiento de sistemas primarios de distribución integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de bancos de condensadores y reguladores de tensión. Para solucionar este problema se formula un modelo de tipo no lineal entero mixto, el cual tiene como objetivo la minimización de los costos de inversión más los costos de operación, sujeto a un conjunto de restricciones técnicas y operativas; para solucionarlo se emplea la técnica metaheurística Búsqueda Tabú. Esta técnica de optimización está integrada con un Algoritmo Genético de Chu-Beasley, el cual es utilizado sólo para ubicar y dimensionar los bancos de condensadores y reguladores de tensión en la configuración inicial. Para la evolución de la búsqueda del Algoritmo Búsqueda Tabú se han generado estructuras de vecindad basadas en algoritmos heurísticos donde se contemplan vecinos por cambio de calibre de los tramos de red, reconfiguración topológica y cambio en los valores de los bancos de condensadores y los reguladores de tensión.

Para verificar la metodología desarrollada en este trabajo se plantean diferentes escenarios de problemas a solucionar con el fin de mostrar la robustez de la metodología, la cual es aplicada a dos sistemas de prueba. Dichos escenarios son:

- Escenario 1: Problema de planeamiento de sistemas de distribución tradicional.
- Escenario 2: Problema de planeamiento de sistemas de distribución integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de bancos de condensadores.
- Escenario 3: Problema de planeamiento de sistemas de distribución integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de reguladores de tensión.

- Escenario 4: Problema de planeamiento de sistemas de distribución integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de bancos de condensadores y reguladores de tensión.

Índice general

Introducción	1
1.1. Aspectos considerados	2
1.2. Antecedentes	4
1.2.1. Problema del planeamiento de sistemas de distribución	4
1.2.2. Problema de ubicación y dimensionamiento de bancos de condensadores.....	6
1.2.3. Problema de ubicación y dimensionamiento de reguladores de tensión	6
1.2.4. Problema de ubicación y dimensionamiento de bancos de condensadores y reguladores de tensión.....	7
1.2.5. Comentarios de esta sección.....	8
1.3. Aportes del proyecto	8
1.4. Estructura del documento.....	9
Descripción y modelado matemático del PPSD.....	10
2.1. Formulación general del PPSD	10
2.2. Fundamentación teórica y formulación del PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de BC y RT.....	13
2.2.1. Regulación de tensión	13
2.2.2. Bancos de condensadores.....	14
2.2.3. Formulación matemática del PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de BC	15
2.2.4. Reguladores de tensión.....	17
2.2.5. Formulación matemática del PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de RT	24
2.2.6. Formulación matemática del PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de RT y BC	26
Algoritmo Búsqueda Tabú	28
3.1. Aspectos generales	28
3.2. Conceptos y definiciones del Algoritmo Búsqueda Tabú	29
3.3. Algoritmo Búsqueda Tabú básico	29
3.4. Memorias utilizadas por el Algoritmo Búsqueda Tabú.....	31
3.4.1. Memoria de corto plazo.....	31

3.4.2.	Memoria de largo plazo.....	32
3.5.	Criterio de aspiración	32
3.6.	Configuración inicial.....	33
3.6.1.	Construcción de la configuración inicial para el PPSD.....	33
3.6.2.	Construcción de la configuración inicial en el problema de ubicación y dimensionamiento de BC	35
3.6.3.	Construcción de la configuración inicial en el problema de ubicación y dimensionamiento de RT	37
3.6.4.	Construcción de la configuración inicial en el problema de ubicación y dimensionamiento de BC y RT	39
3.7.	Codificación empleada.....	39
3.7.1.	Codificación empleada para el PPSD.....	39
3.7.2.	Codificación empleada para el problema de ubicación y dimensionamiento de BC	40
3.7.3.	Codificación empleada para el problema de ubicación y dimensionamiento de RT.....	41
3.7.4.	Codificación general empleada	41
3.8.	Estructuras de vecindad.....	42
3.8.1.	Cambio de capacidad de las subestaciones	42
3.8.2.	Cambio de calibre de los conductores	42
3.8.3.	Cambio de los valores de BC	43
3.8.4.	Cambio de los valores de RT	44
3.8.5.	Reconfiguración topológica de la red.....	45
3.9.	Mejora local - Balance de fases.....	47
3.10.	Criterios de parada	47
Metodología propuesta.....		49
4.1.	Aplicación del ABT al PPSD	49
4.2.	Aplicación del ABT al PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de BC	50
4.3.	Aplicación del ABT al PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de RT	53
4.4.	Aplicación del ABT al PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de BC y RT	55
Aplicación y resultados		57
5.1.	Aspectos generales empleados	57
5.2.	Sistema de prueba 1.....	59

5.2.1.	Resultados obtenidos al resolver el escenario 1	60
5.2.2.	Resultados obtenidos al resolver el escenario 2	62
5.2.3.	Resultados obtenidos al resolver el escenario 3	64
5.2.4.	Resultados obtenidos al resolver el escenario 4	66
5.3.	Sistema de prueba 2.....	68
5.3.1.	Resultados obtenidos al resolver el escenario 1	69
5.3.2.	Resultados obtenidos al resolver el escenario 2	71
5.3.3.	Resultados obtenidos al resolver el escenario 3	73
5.3.4.	Resultados obtenidos al resolver el escenario 4	75
5.4.	Comparación y análisis de los resultados obtenidos	78
5.4.1.	Comparación de los resultados obtenidos al aplicar la metodología al sistema de prueba 1	78
5.4.2.	Comparación de los resultados obtenidos al aplicar la metodología al sistema de prueba 2	80
5.4.3.	Análisis general de los resultados obtenidos	82
Conclusiones, recomendaciones y trabajos futuros.....		83
6.1.	Conclusiones	83
6.2.	Trabajos futuros.....	84
Bibliografía		86
Apéndices.....		90
A.1.	Datos del sistema de prueba 1	90
A.2.	Datos del sistema de prueba 2	93

Índice de figuras

Figura 2.1. Función discretizada que representa el costo de los BC	15
Figura 2.2. Esquema del autotransformador	18
Figura 2.3. RT tipo B funcionando como elevador.....	19
Figura 2.4. RT tipo B funcionando como reductor	21
Figura 2.5. Conexión en estrella de tres unidades monofásicas de RT Tipo B	23
Figura 3.1. Esquema general del ABT básico	31
Figura 3.2. Esquema general para la selección de la siguiente configuración	33
Figura 3.3. Diagrama de flujo del algoritmo heurístico constructivo.....	34
Figura 3.4. Esquema de codificación empleado para representar el PPSD.....	40
Figura 3.5. Esquema de codificación empleado para representar el problema de ubicación y dimensionamiento de BC	41
Figura 3.6. Esquema de codificación empleado para representar el problema de ubicación y dimensionamiento de RT	41
Figura 3.7. Vector codificación empleado para representar el PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de BC y RT	42
Figura 3.8. Determinación de vecinos por cambio de calibre	43
Figura 3.9. Determinación de vecinos por cambio de los valores de BC.....	44
Figura 3.10. Determinación de vecinos por cambio de los valores de RT	46
Figura 3.11. Determinación de vecinos por diferencial de tensión	47
Figura 4.1. Diagrama de flujo del ABT aplicado al PPSD.....	50
Figura 4.2. Diagrama de flujo del ABT aplicado al PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de BC.....	52
Figura 4.3. Diagrama de flujo del ABT aplicado al PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de RT	54
Figura 4.4. Diagrama de flujo del ABT aplicado al PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de BC y RT.....	56
Figura 5.1. Topología del sistema de prueba 1.....	60
Figura 5.2. Configuración final obtenida al aplicar el ABT al escenario 1 en el sistema de prueba 1	61
Figura 5.3. Configuración final obtenida al aplicar el ABT al escenario 2 en el sistema de prueba 1	63
Figura 5.4. Configuración final obtenida al aplicar el ABT al escenario 3 en el sistema de prueba 1	65
Figura 5.5. Configuración final obtenida al aplicar el ABT al escenario 4 en el sistema de prueba 1	67
Figura 5.6. Topología del sistema de prueba 2.....	69
Figura 5.7. Configuración final obtenida al aplicar el ABT al escenario 1 en el sistema de prueba 2.....	70

Figura 5.8. Configuración final obtenida al aplicar el ABT al escenario 2 en el sistema de prueba 2.....	72
Figura 5.9. Configuración final obtenida al aplicar el ABT al escenario 3 en el sistema de prueba 2.....	74
Figura 5.10. Configuración final obtenida al aplicar el ABT al escenario 4 en el sistema de prueba 2	76

Índice de tablas

Tabla 5.1. Costos, tasas de interés y parámetros utilizados.....	57
Tabla 5.2. Costos asociados a los tipos de conductor	58
Tabla 5.3. Tipo y costo de los BC	58
Tabla 5.4. Tipos y costos de los RT	58
Tabla 5.5. Modelado de la carga	59
Tabla 5.6. Parámetros del ABT	59
Tabla 5.7. Parámetros del AGCB.....	59
Tabla 5.8. Duración de los niveles de la curva de duración de la carga.....	59
Tabla 5.9. Cantidad de calibres empleados por la solución del escenario 1 en el sistema de prueba 1	61
Tabla 5.10. Tipo de subestaciones empleadas por la solución del escenario 1 en el sistema de prueba 1	62
Tabla 5.11. Costos desagregados de la solución del escenario 1 en el sistema de prueba 1	62
Tabla 5.12. Cantidad de calibres empleados por la solución del escenario 2 en el sistema de prueba 1	63
Tabla 5.13. Tipo de subestaciones empleadas por la solución del escenario 2 en el sistema de prueba 1	64
Tabla 5.14. Cantidad de BC empleados por la solución del escenario 2 en el sistema de prueba 1	64
Tabla 5.15. Costos desagregados de la solución del escenario 2 en el sistema de prueba 1	64
Tabla 5.16. Cantidad de calibres empleados por la solución del escenario 3 en el sistema de prueba 1	65
Tabla 5.17. Tipo de subestaciones empleados por la solución del escenario 3 en el sistema de prueba 1	66
Tabla 5.18. Características de los RT empleados por la solución del escenario 3 en el sistema de prueba 1	66
Tabla 5.19. Costos desagregados de la solución del escenario 3 en el sistema de prueba 1	66
Tabla 5.20. Cantidad de calibres empleados por la solución del escenario 4 en el sistema de prueba 1	67
Tabla 5.21. Tipo de subestaciones empleados por la solución del escenario 4 en el sistema de prueba 1	68
Tabla 5.22. Cantidad de BC empleados por la solución del escenario 4 en el sistema de prueba 1	68
Tabla 5.23. Costos desagregados de la solución del escenario 4 en el sistema de prueba 1	68
Tabla 5.24. Cantidad de calibres empleados por la solución del escenario 1 en el sistema de prueba 2	70
Tabla 5.25. Tipo de subestaciones empleados por la solución del escenario 1 en el sistema de prueba 2	71
Tabla 5.26. Costos desagregados de la solución del escenario 1 en el sistema de prueba 2	71

Tabla 5.27. Cantidad de calibres empleados por la solución del escenario 2 en el sistema de prueba 2	72
Tabla 5.28. Tipo de subestaciones empleados por la solución del escenario 2 en el sistema de prueba 2	73
Tabla 5.29. Cantidad de BC empleados por la solución del escenario 2 en el sistema de prueba 2	73
Tabla 5.30. Costos desagregados de la solución del escenario 2 en el sistema de prueba 2	73
Tabla 5.31. Cantidad de calibres empleados por la solución del escenario 3 en el sistema de prueba 2	74
Tabla 5.32. Tipo de subestaciones empleados por la solución del escenario 3 en el sistema de prueba 2	75
Tabla 5.33. Características de los RT empleados por la solución del escenario 3 en el sistema de prueba 2	75
Tabla 5.34. Costos desagregados de la solución del escenario 3 en el sistema de prueba 2	75
Tabla 5.35. Cantidad de calibres empleados por la solución del escenario 4 en el sistema de prueba 2	76
Tabla 5.36. Tipo de subestaciones empleados por la solución del escenario 4 en el sistema de prueba 2	77
Tabla 5.37. Características de los RT empleados por la solución del escenario 4 en el sistema de prueba 2	77
Tabla 5.38. Cantidad de BC empleados por la solución del escenario 4 en el sistema de prueba 2	77
Tabla 5.39. Costos desagregados de la solución del escenario 4 en el sistema de prueba 2	77
Tabla 5.40. Comparación de los costos presentes de los resultados obtenidos al aplicar la metodología al sistema de prueba 1	78
Tabla 5.41. Comparación de los CAUE de los resultados obtenidos al aplicar la metodología al sistema de prueba 1.....	78
Tabla 5.42. Comparación de los costos presentes de los resultados obtenidos al aplicar la metodología al sistema de prueba 2.....	80
Tabla 5.43. Comparación de los CAUE de los resultados obtenidos al aplicar la metodología al sistema de prueba 2.....	80
Tabla A.1. Cargas conectadas en delta para el sistema de prueba 1	90
Tabla A.2. Información de los tramos de red del sistema de prueba 1.....	91
Tabla A.3. Costos asociados a los tipos de subestación utilizados en el sistema de prueba 1	93
Tabla A.4. Cargas conectadas en estrella para el sistema de prueba 2.....	93
Tabla A.5. Información de los tramos de red del sistema de prueba 2.....	95
Tabla A.6. Costos asociados a los tipos de subestación utilizados en el sistema de prueba 2	98

Nomenclatura y Notaciones

Abreviaciones

ABT	: Algoritmo Búsqueda Tabú.
AC	: Alternative Current (Corriente Alterna).
AGCB	: Algoritmo Genético de Chu-Beasley.
BC	: Bancos de Condensadores.
CAUE	: Costo Anual Uniforme Equivalente.
F.O.	: Función Objetivo.
IEEE	: Institute of Electrical and Electronics Engineers (Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica).
OR	: Operador de Red.
PGD	: Problema de Generación Distribuida.
PPSD	: Problema de Planeamiento de Sistemas de Distribución.
PSD	: Planeamiento de Sistemas de Distribución.
p.u.	: Por Unidad.
RT	: Reguladores de Tensión.

Conjuntos

Ω_b	: Conjunto que define las combinaciones factibles para balance de fases.
Ω_c	: Conjunto que define la cantidad de tipos de conductores disponibles.
Ω_d	: Conjunto que define los tipos de subestación disponibles.
Ω_{ij}	: Conjunto que contiene todos los tramos de red.
Ω_f	: Conjunto que contiene las fases del sistema.
Ω_{ESC}	: Conjunto de escalones de la función de costo de bancos de condensadores.
Ω_H	: Conjunto que contiene las escalas de la curva de duración de carga.
Ω_T	: Conjunto que contiene los años del periodo de planeamiento.
Ω_k	: Conjunto que contiene todos los nodos del sistema.
Ω_{kE}	: Subconjunto de Ω_k que contiene los nodos existentes de la red.
Ω_{kS}	: Subconjunto de Ω_k que contiene los nodos candidatos para ubicación de una subestación.
Ω_{kC}	: Subconjunto de Ω_k que contiene todos los nodos candidatos para ubicación de

bancos de condensadores.

- Ω_{kRT} : Subconjunto de Ω_k que contiene todos los nodos candidatos para ubicación de reguladores de tensión.
- Ω_{ijN} : Subconjunto de Ω_{ij} que contiene todas las líneas conectadas.

Parámetros y subíndices

- b : Índice que recorre las posibilidades de balance en un nodo k .
- c, e : Índices que recorren los tipos de conductores disponibles.
- d, f : Índices que recorren los tipos de subestaciones disponibles.
- CBF^k : Costo de balancear las fases en el nodo existente k .
- CCC^c : Costo del cambio de conductor en un tramo de red existente a tipo c .
- CNC^c : Costo de construcción de un tramo de red en conductor tipo c .
- CAS^c : Costo de ampliación de la capacidad de una subestación a tipo c .
- CNS^c : Costo de construcción de la subestación tipo c .
- C_{kWh} : Costo de la energía [US\$/MWh].
- CRT_{Pk} : Costo de instalación de un regulador de tensión tipo P en el nodo k .
- CAC : Costo de apertura de un tramo de red existente.
- $capRT_{max disp}$: Máxima capacidad o tipo de regulador de tensión disponible para instalar.
- f : Índice que recorre las fases del sistema.
- f_{anual} : Factor que anualiza los costos a lo largo del horizonte de planeamiento.
- f_{act} : Factor que trae a valor presente el costo de las pérdidas.
- H^h : Número de horas del periodo de planeamiento h .
- h : Índice que recorre los periodos discretizados del año.
- $I_{ij,abc}^{máx,c}$: Límite de corriente en el tramo ij para un conductor tipo c .
- i_a : Tasa de descuento para traer los costos a valor presente.
- i_e : Tasa de crecimiento de la energía.
- ij : Índice que recorre los tramos de red.
- k : Índice que recorre los nodos.
- L_{ij} : Longitud del tramo de red ij .
- n : Índice que recorre los escalones de la función de costo de los bancos de condensadores.
- N_{ijE} : Número total de tramos de red existentes.
- N_k : Número total de nodos de la red.

N_{dE}	:	Número total de nodos con subestación instalada.
N_t	:	Número de años del periodo de planeamiento.
$P_{k,abc}^D$:	Potencia activa demandada en el nodo k para las fases a , b y c .
$Q_{k,abc}^D$:	Potencia reactiva demandada en el nodo k para las fases a , b y c .
$S_{k,abc}^D$:	Potencia aparente demandada en el nodo k para las fases a , b y c .
$R_{ij,abc}^c$:	Resistencia del conductor en un tramo de red ij para un conductor tipo c .
RF_k^0	:	Número máximo de reguladores de tensión a instalar en el nodo k .
RF^S	:	Número máximo de reguladores de tensión a instalar en un subsistema.
t	:	Índice que recorre los años del periodo de planeamiento.
u_k^0	:	Número máximo de bancos de condensadores a instalar en el nodo k .
u^S	:	Número máximo de bancos de condensadores a instalar en un subsistema.
$V_{k,abc}^{mín}$:	Tensión mínima permitida en la barra k para las fases a , b y c .
$V_{k,abc}^{máx}$:	Tensión máxima permitida en la barra k para las fases a , b y c .
V_{ref}	:	Tensión de referencia (nivel de tensión deseado en el sistema), es el valor medio del rango comprendido entre $V_{k,abc}^{mín}$ y $V_{k,abc}^{máx}$.
α	:	Constante para contabilizar en la función objetivo el perfil de tensión en el sistema. Factor que mide las desviaciones de tensión, el cual es menor a uno si $V_{k,abc}^{cal}$ está dentro del rango comprendido entre $V_{k,abc}^{mín}$ y $V_{k,abc}^{máx}$, y mayor o igual a uno si $V_{k,abc}^{cal}$ está fuera del rango mencionado.
δ	:	Parámetro que indica si existe (1) o no (0), un conductor tipo c en el tramo de red ij .
λ_{ij}^c	:	Parámetro que indica si existe (1) o no (0), una subestación tipo d en el nodo k .
λ_k^d	:	Posibilidad de balance de fases b en el nodo k .
λ_k^b	:	Parámetro que indica el tipo de conexión de las fases en el nodo k .
γ_{ij}^b	:	

Variabes

Variabes binarias

δ_{ij}^c	:	Variable de decisión de instalación de un conductor tipo c en el tramo de red ij .
δ_k^d	:	Variable de decisión de instalación de una subestación tipo d en el nodo k .

- μ_k^b : Variable que indica la decisión de realizar el balance de fases b en el nodo k .
 u_k^n : Variable que indica la decisión de instalar un número de bancos de condensadores n en el nodo k .
 RT_k : Variable de decisión de instalación de RT en el nodo k .

Todas las variables toman el valor de uno si se realiza la acción y cero en caso contrario.

Variables continuas

- $V_{k,abc}^{cal}$: Tensión en la barra k para las fases a , b y c .
 $I_{ij,abc}^h$: Corriente por las fases a , b y c en el tramo ij en el periodo h .
 $\theta_{ij,abc}^h$: Ángulo de la tensión en la barra k para las fases a , b y c en el periodo h .
 $S_{ij,abc}^{loss}$: Pérdidas de potencia aparente en las fases a , b y c en el tramo ij .
 $S_{ij,abc}^{SE}$: Potencia aparente generada en las subestaciones.
 ΔV_{khf} : Factor que mide la desviación de tensión de la fase f respecto a V_{ref} del nodo k en el periodo de planeamiento h .

Variables enteras

- $capRT_k$: Capacidad o tipo del regulador de tensión a instalar en el nodo k .
 RT_k : Número de reguladores de tensión a instalar en el nodo k .
 $tapRT_{khf}$: Valor del tap del regulador de tensión en la fase f del nodo k en el periodo de planeamiento h .

Funciones

- $f(u_k^n)$: Función discretizada que representa el costo de los bancos de condensadores.

Capítulo 1

Introducción

La planeación de sistemas primarios de distribución de energía eléctrica surge de la necesidad de atender el crecimiento de la demanda, debido a esto la planeación de la operación y expansión de dichos sistemas en el corto, mediano y largo plazo es una tarea muy compleja, que involucra altos costos de inversión y operación, donde se tiene un abanico de posibles soluciones y múltiples estrategias para llegar a ellas. Sin embargo, se debe tener en cuenta que la solución de dicho problema debe estar orientada a que el suministro de energía eléctrica sea oportuno y con calidad, esto convierte al problema de la planeación de sistemas de distribución (PPSD) en un reto para los OR, donde el principal objetivo es garantizar un suministro de energía a corto, mediano y largo plazo sin incurrir en costos muy altos para los usuarios. Lo anterior requiere de estudios del crecimiento de la demanda de energía eléctrica y la adecuada expansión de los sistemas de distribución.

Un mal planeamiento de un sistema de distribución de energía eléctrica puede ocasionar problemas económicos representados en sobrecostos y problemas técnicos reflejados en un mal dimensionamiento de las subestaciones y alimentadores primarios, bajos niveles de tensión, altos niveles de pérdidas de energía en las redes y disminución de la confiabilidad en el servicio.

Por otro lado, el necesario crecimiento de los sistemas eléctricos está definido por el aumento de la carga y que en conjunto con las políticas regulatorias, que son cada vez más estrictas, obliga a las empresas a mejorar en el tiempo las condiciones con las que se presta el servicio. De esta manera los usuarios finales al ser los que impulsan la expansión de la red, deben ser considerados no sólo como un elemento más que debe ser atendido, sino como un elemento que debe ser atendido con altos niveles de calidad y confiabilidad.

Debido a lo anterior es importante tener un plan de expansión que permita atender el crecimiento de la demanda a un mínimo costo, cumpliendo con ciertos criterios técnicos.

Un crecimiento en la demanda ocasiona una expansión de los sistemas de distribución al presentarse la necesidad de este nuevo valor de demanda adecuadamente. Este crecimiento en los sistemas de distribución se traduce en:

- Instalación de nuevos alimentadores en la red de distribución.
- Cambio del calibre de los alimentadores existentes (reconductorización).
- Construcción de nuevas subestaciones en el sistema.
- Ampliación de las subestaciones existentes.

- Reconfiguración de la topología de la red.
- Ubicación de bancos de condensadores.
- Ubicación de reguladores de tensión.

Si la instalación de nuevos elementos y/o ampliación de la capacidad de los existentes no se realiza en forma adecuada en los sistemas de distribución, se pueden presentar los siguientes problemas:

- Sobrecargas en los alimentadores cuando su capacidad máxima de potencia es excedida.
- Sobrecargas en los transformadores de las subestaciones de distribución cuando su capacidad máxima de potencia es excedida.
- Reducción de la magnitud de tensión debido a que la caída de voltaje en los alimentadores y los transformadores se incrementa, ocurriendo algunas veces que estos límites mínimos de tensión sean violados.
- Incremento de las pérdidas técnicas en transformadores y alimentadores.
- Pérdida de confiabilidad y calidad del suministro de la energía.

Para evitar los problemas mencionados anteriormente, se debe realizar un diseño óptimo de los sistemas de distribución con el fin de obtener una solución técnicamente factible cuyo costo sea el menor posible. Una adecuada planificación considera la configuración óptima de la red, qué inversiones deben realizarse y el momento de la construcción de los distintos elementos de la red en el caso de la planeación multietapa, todo lo anterior con el fin de alcanzar el costo mínimo del sistema, cumpliendo todos los requisitos técnicos (máximas caídas de tensión permisibles y las de los límites máximos de capacidad de transporte de potencia de los elementos del sistema).

1.1. Aspectos considerados

La función principal del sistema de distribución es proporcionar un servicio fiable, con un bajo costo para los consumidores, garantizando también la calidad en el suministro de energía. En el PPSD, la función objetivo incluye el costo de la instalación de nuevos equipos, costos de operación y costo de las pérdidas de energía. Dicha función objetivo debe ser evaluada considerando también un aumento de las cargas existentes en el sistema y la instalación de nuevas cargas, para permitir una operación adecuada del sistema en un horizonte predefinido. Las limitaciones técnicas de operación de los sistemas de distribución, como el balance de potencia activa y reactiva, los niveles de tensión en los nodos, la capacidad máxima de las subestaciones y de las líneas son esenciales para el problema del PSD. También se debe considerar que los sistemas de distribución tienen determinadas características de funcionamiento, lo cual es muy importante para la formulación del PPSD, las cuales comprenden la radialidad del sistema y la imposibilidad de que una misma carga sea alimentada por dos subestaciones diferentes.

Por otro lado, se encuentran los elementos de red como bancos de condensadores y reguladores de tensión, los cuales son utilizados tradicionalmente para corregir defectos operativos del sistema de distribución. Los condensadores son utilizados para mejorar los perfiles de tensión en los nodos, reducir pérdidas en el sistema y aumentar la capacidad de transmisión de potencia activa por las líneas. Los reguladores de tensión permiten un aumento del voltaje en los nodos, garantizando que dicha tensión se mantenga dentro de los límites operativos. La ubicación y dimensionamiento de los elementos mencionados dentro de los sistemas de distribución, constituye un problema complejo y su formulación debe contemplar el máximo número de estos elementos a instalar en el sistema y su tipo, así como también el costo de instalación.

Un PSD que se integre con el problema de ubicación y dimensionamiento de bancos de condensadores y reguladores de tensión puede traer ventajas económicas y operativas al sistema, como lo son:

- Evitar la instalación de un número inadecuado de equipos (reducción de costos de instalación).
- Disminución del nivel operativo de subestaciones y líneas y aumento de la transmisión de potencia activa (reducción de la necesidad de ampliar la capacidad de los elementos existentes del sistema).
- Disminución de las pérdidas del sistema.

El desarrollo de un modelo matemático de optimización en función de las condiciones anteriores, da lugar a una formulación compleja de característica combinatorial, con presencia de variables de decisión enteras relacionadas con la evaluación de los costos de inversión, tal como la ubicación o no de un tramo de red, la localización de una subestación en un nodo específico o la ubicación de BC y/o RT, así como variables de tipo continuo en función de los flujos de corriente y potencia y los voltajes nodales.

El modelo matemático del PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de BC y RT es mono-objetivo de tipo no lineal entero mixto, el cual considera la representación trifásica de los elementos que conforman la red, debido a que, en sistemas de distribución como el colombiano, es usual emplear transformadores monofásicos, lo que induce un alto grado de desbalance. En la función objetivo del modelo se minimizan los costos de inversión y operación del sistema. El conjunto de restricciones está compuesto por las ecuaciones de balance nodal, capacidades máximas permitidas para los elementos del sistema, tipos y máximo número de BC y RT a instalar, máxima caída de tensión permitida y radialidad de la red.

Para solucionar el problema anteriormente mencionado se emplea la técnica metaheurística ABT. Esta técnica de optimización está integrada con un AGCB, el cual es utilizado para ubicar y dimensionar los bancos de condensadores y reguladores de tensión en la configuración inicial. Para la evolución de la búsqueda del ABT se generan estructuras de vecindad basadas en algoritmos heurísticos donde se contemplan vecinos por cambio de calibre de los tramos de red, reconfiguración topológica y cambio en los valores de los bancos de condensadores y los reguladores de tensión.

En el desarrollo de este estudio se exploran las diferentes alternativas para la solución del PPSD de la siguiente manera:

- Escenario 1: Se realiza un PSD tradicional, para lo cual se formula el problema como un modelo no lineal entero mixto, donde se desea minimizar una función objetivo que tiene en cuenta costos de inversión y de pérdidas; el conjunto de restricciones involucra ecuaciones de balance nodal, capacidades máximas permitidas para los elementos del sistema, máxima caída de tensión permitida y radialidad de la red.
- Escenario 2: Se realiza un PSD integrado con la ubicación y dimensionamiento de BC, para lo cual se tienen las mismas consideraciones descritas en el escenario pero se incluyen ahora los costos de inversión de los BC en la función objetivo, y tipos y máximo número de BC a instalar en las restricciones del problema.
- Escenario 3: Se realiza un PSD integrado con la ubicación y dimensionamiento de RT, para lo cual se tienen las mismas consideraciones descritas en el escenario 1 pero se incluyen ahora los costos de inversión de los RT en la función objetivo, y tipos y máximo número de RT a instalar en las restricciones del problema.
- Escenario 4: Se realiza un PSD integrado con la ubicación y dimensionamiento de BC y RT, para lo cual se tienen las mismas consideraciones descritas en el escenario 1 pero se incluyen ahora los costos de inversión de los BC y RT en la función objetivo, y tipos y máximo número de BC y RT a instalar en las restricciones del problema.

1.2. Antecedentes

1.2.1. Problema del planeamiento de sistemas de distribución

En [1] se estudia la relación del planeamiento de sistemas eléctricos de distribución y el incremento de la demanda. El problema busca minimizar los costos de inversión para alimentadores y subestaciones, y los costos asociados a las pérdidas de energía. Este problema es complejo de resolver y se incrementa con el tamaño del sistema y el número de usuarios.

En [2] se plantea un PPSD tradicional, el cual es resuelto mediante un método de programación dinámica que en principio encuentra la solución del problema sin tener en cuenta la restricción de la caída de tensión. Cuando la solución de este presenta caídas por debajo de lo permitido, se implementa un segundo paso del algoritmo, el cual se basa en la solución encontrada, buscando corregir este problema en los perfiles de tensión. El modelo matemático implementado en esta referencia tiene en cuenta los tipos de calibre de los tramos de red, la capacidad de las líneas, las pérdidas en el sistema y los perfiles de tensión. El trabajo fue desarrollado sobre sistemas trifásicos desbalanceados.

En [3] proponen un planeamiento integrado, donde se muestra un modelo matemático que incluye características de dos sistemas de distribución: primario y secundario (rural y urbano). Dicho modelo matemático es lineal entero mixto y es resuelto mediante el método Simplex. En este se busca minimizar los costos de operación y los costos de pérdidas de energía.

En [4] es presentado un modelo multiobjetivo, el cual considera en sus tres funciones objetivo el costo de la configuración, el nivel de confiabilidad del sistema y nivel de cargabilidad del sistema. El ABT trabajado en esta referencia utiliza la estrategia de intensificación.

En [5] es abordado el PPSD para sistemas de distribución secundaria. Aquí se plantea un modelo matemático no lineal entero mixto, el cual es resuelto mediante un ABT. El trabajo está desarrollado sobre sistemas trifásicos y su función objetivo contempla costos fijos y variables. Dicha función objetivo debe ser minimizada teniendo en cuenta restricciones de flujo de potencia, límites de tensión, máximo flujo de potencia en los alimentadores y capacidad de los transformadores.

En [6] se presenta un método para encontrar la configuración óptima de los alimentadores en un plan de expansión para un sistema de distribución. Mediante la configuración óptima de los alimentadores nuevos y existentes se pretende minimizar la suma de los costos de falla, los costos por pérdidas en los alimentadores, y los costos de inversión y mantenimiento de las líneas e interruptores.

En [7] se plantea una técnica heurística constructiva la cual utiliza índices de sensibilidad para añadir un circuito o subestación al sistema de distribución. Estos índices se basan en el máximo flujo de potencia por los circuitos del sistema y la máxima potencia entregada por la subestación, respectivamente. Dichos índices son obtenidos tras resolver el PPSD. Para describir este problema se utiliza un modelo no lineal binario mixto.

En [8] se trabaja el PPSD integrado para redes de media y baja tensión. El objetivo es encontrar las rutas y tipos de los alimentadores, como también la ubicación óptima de transformadores de distribución y subestaciones. Para la solución de este problema los autores dividen el área de estudio en subáreas, las cuales contienen una densidad de carga similar, determinando la ubicación de los elementos mencionados. El método de optimización Enjambre de Partículas utilizado es discreto.

En [9] se plantea un modelo multiobjetivo no lineal entero mixto para resolver el PPSD multietapa. Este modelo contempla las acciones de repotenciación de subestaciones, reconductorización de tramos, reconfiguración del sistema y la ubicación de seccionadores. Las funciones objetivo se basan en costos de inversión, de operación y la confiabilidad del sistema, la cual es evaluada mediante criterios de contingencia de $n-1$ (la confiabilidad es calculada mediante promedios de energía esperada no suministrada).

En [10] se implementa un algoritmo evolutivo para solucionar el PPSD multietapa para sistemas de media tensión. En este se buscan las rutas óptimas de los alimentadores del sistema teniendo en cuenta las características geográficas de la región.

1.2.2. Problema de ubicación y dimensionamiento de bancos de condensadores

En [11] se aborda el problema de la ubicación óptima de bancos de condensadores en sistemas radiales mediante la formulación de un problema lineal entero mixto. Se propone un algoritmo para resolver dicho problema, el cual se basa en descomponer el problema en maestro y esclavo. El problema maestro (problema entero) determina la ubicación de los bancos de condensadores y el problema esclavo (problema no lineal diferenciable) define el tipo (fijo o variable) y tamaño de dichos bancos.

El problema de dimensión de los bancos de condensadores es abordado en [12], mediante la formulación de un problema no lineal. Dicha formulación toma en cuenta el modelo de flujo AC, las restricciones de magnitud de voltaje nodal y los costos de los capacitores. El problema es resuelto mediante un algoritmo de dos fases basado en direcciones factibles.

La ubicación óptima de bancos de condensadores es trabajada también en [13], donde se propone una metodología que utiliza la técnica de optimización Búsqueda Tabú. La formulación de este problema es no lineal, el cual se resuelve en dos fases. La primera fase se encarga de generar configuraciones mediante una heurística y la segunda fase aplica la Búsqueda Tabú para hallar la ubicación óptima de los bancos de condensadores. Presentan una estrategia para definir los nodos donde deberían ubicarse bancos de condensadores, reduciendo el espacio de búsqueda.

En [14] se plantea un modelo lineal entero mixto, el cual considera bancos de condensadores fijos y variables. Inicialmente se presenta un problema no lineal, el cual es linealizado mediante la discretización de algunas variables y la sustitución de otras. Con este nuevo modelo se encuentra una solución óptima mediante el uso de los optimizadores CPLEX y AMPL. Utilizando también un optimizador comercial, en [15] solucionan este problema, el cual presenta un modelo lineal entero mixto respecto a la ubicación de bancos de condensadores. Este es resuelto mediante el optimizador GNU LP/MILP Solver Kit (GLPK) considerando una tensión mínima que se puede permitir en el sistema.

Por otro lado, en [16] se estudia el efecto que provoca el modelado de las cargas en el problema de ubicación óptima de bancos de condensadores en sistemas de distribución.

1.2.3. Problema de ubicación y dimensionamiento de reguladores de tensión

En [17] se aborda el problema de la ubicación óptima de reguladores de tensión, el cual presenta un algoritmo para el control del nivel de tensión. El algoritmo posee dos fases, en la primera mueve y ubica los reguladores de tensión lo más cerca posible a la subestación y en la segunda etapa minimiza el número de estos elementos de red que serán utilizados en el sistema, asegurando que los niveles de tensión se mantengan dentro de los límites permitidos.

En [18] presentan un flujo de carga trifásico para sistemas eléctricos de distribución el cual contempla varios modelos de reguladores de tensión. El estudio presentado aquí se apoya en el flujo de carga de

barrido iterativo, en el cual se analizan tres tipos de conexiones de los reguladores de tensión: conexión en estrella, conexión en delta y conexión en delta abierta.

En [19] se plantea un método de dos etapas para hallar la ubicación óptima de reguladores de tensión. La primera etapa consiste en ubicar los reguladores de tensión en los nodos candidatos (los cuales son determinados mediante un flujo de carga de barrido iterativo, a partir de los nodos con peor perfil de tensión). La posición del tap es determinada con el fin de minimizar las caídas de tensión y las pérdidas de potencia activa en el sistema. En la segunda etapa se busca minimizar el número de reguladores de tensión a instalar considerando aspectos económicos.

En [20] se trata la misma temática aplicada a sistemas desbalanceados, el cual emplea el algoritmo de barrido iterativo para encontrar las pérdidas en cada rama; posteriormente fija reguladores de tensión en las barras con mayor caída de tensión y con la técnica de optimización Enjambre de Partículas se encuentra la posición de los taps de los reguladores asegurando el mínimo nivel de pérdidas en el sistema y perfiles de tensión dentro de los límites establecidos.

1.2.4. Problema de ubicación y dimensionamiento de bancos de condensadores y reguladores de tensión

En [21] se trabajan los dos problemas antes mencionados de forma simultánea. Este trabajo presenta un modelo matemático no lineal entero mixto el cual considera el número y tipo de bancos de condensadores y reguladores de tensión a instalar en la red, además de las otras restricciones de límites de tensión en los nodos, capacidad de las subestaciones y de las líneas, balance de potencia activa y reactiva y radialidad del sistema. La función objetivo contempla los costos de operación, de pérdidas de energía y de instalación de elementos de red. Se resalta que sólo se consideran bancos de condensadores fijos. Este problema es resuelto mediante un algoritmo de Branch and Bound no lineal.

En [22] proponen una metodología basada en un Algoritmo Genético, la cual optimiza la operación del sistema de distribución, la ubicación y configuración de bancos de condensadores y reguladores automáticos de tensión a la vez, teniendo en cuenta la topología de las redes primarias y secundarias. El método propuesto evalúa las redes de distribución y efectúa un análisis de criterios múltiples, donde hay varias alternativas simuladas para localizar los bancos de condensadores y reguladores automáticos. De la misma manera se tienen en cuenta los niveles de tensión y además se busca la reducción de los costos operativos del sistema.

En [23] se presenta un modelo no lineal entero mixto, el cual mediante la discretización de variables y reemplazo de otras, es linealizado y resuelto mediante los programas de optimización AMPL y CPLEX.

1.2.5. Comentarios de esta sección

Solamente existe en la literatura un trabajo que emplea los aspectos tradicionales de la planeación de sistemas de distribución con la ubicación y dimensionamiento de condensadores y reguladores de tensión [22]. A diferencia de esta referencia, en el presente trabajo se emplea un modelado trifásico del sistema, el efecto del desbalance de transformadores monofásicos y la aplicación de una metaheurística de optimización conocida como Búsqueda Tabú, la cual ha mostrado ser eficiente en la solución de problemas similares.

1.3. Aportes del proyecto

El desarrollo de esta investigación tiene como aportes los siguientes aspectos:

- Tradicionalmente los problemas que son tema de investigación en este estudio se han analizado separadamente o la ubicación y dimensionamiento de BC y RT se da al final de la etapa del PSD con el fin de corregir aspectos operativos del sistema de distribución de energía eléctrica. Como se ha mencionado anteriormente, en este trabajo se desarrolla un metodología orientada a solucionar el PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de BC y RT, con lo que se puede decir que este estudio reformula las ideas tradicionales del PSD y la ubicación y dimensionamiento de BC y RT.
- En la necesidad de solucionar el PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de BC y RT, se crea una nueva codificación que representa de forma precisa y adecuada la red, considerando todos los aspectos que este problema involucra.
- Como se ha mencionado anteriormente, en este trabajo se desarrolla una metodología para solucionar el PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de BC y RT. Para representar dicho problema de forma adecuada, se propone un modelo matemático no lineal entero mixto con una función objetivo de naturaleza binaria.
- Tradicionalmente en la literatura especializada se ha tratado el problema de la planeación de sistemas de distribución considerando un modelado monofásico de la red. En este trabajo se emplea un modelo trifásico del sistema, con el fin de considerar el desbalance involucrado por transformadores monofásicos conectados a las redes eléctricas.
- Debido a que en la literatura especializada son pocos los trabajos que empleen en el problema de la planeación de sistemas de distribución primarios un modelo trifásico de la red, en este trabajo se adaptaron dos sistemas de prueba tradicionales, los cuales consideran diferentes tipos de cargas y conexiones a la red eléctrica. Estos sistemas pueden convertirse en sistemas de prueba para futuras investigaciones realizadas alrededor de esta temática y los resultados

obtenidos pueden ser valores de referencia para futuros trabajos, con el fin de verificar la validez de nuevas metodologías.

1.4. Estructura del documento

En el Capítulo 2 se presenta la descripción y formulación matemática de los problemas de la planeación de sistemas de distribución, ubicación y dimensionamiento de bancos de condensadores, ubicación y dimensionamiento de reguladores de tensión y ubicación y dimensionamiento de bancos de condensadores y reguladores de tensión simultáneamente. Luego, en el Capítulo 3, se describe el Algoritmo Búsqueda Tabú, el cual es empleado para solucionar el problema de la planeación; también se muestran la construcción de las configuraciones iniciales y codificación utilizada. Posteriormente, en el Capítulo 4, se plantean las estrategias para solucionar los problemas mencionados en el capítulo 2. En el Capítulo 5 se describe la aplicación de la metodología propuesta a dos sistemas de prueba y los resultados obtenidos. Finalmente, en el Capítulo 6, se presentan las conclusiones y recomendaciones obtenidas de este trabajo.

Capítulo 2

Descripción y modelado matemático del PPSD

2.1. Formulación general del PPSD

El PSD consiste en minimizar los costos fijos y variables de sistema, sujeto a un conjunto de restricciones técnicas, donde la solución óptima del problema se refiere al menor costo encontrado para una configuración inicial dada. Los costos fijos representan la inversión en la instalación de nuevos tramos de red o subestaciones de distribución y la repotenciación de alimentadores y subestaciones existentes. Los costos variables representan el valor de las pérdidas de energía del sistema, las cuales son consideradas en forma no lineal.

Genéricamente el modelo matemático puede ser expresado como:

minimizar F.O.: Costos de instalación y de operación

s.a.

- Restricciones de balance nodal.
- Capacidades máximas permitidas de subestaciones.
- Capacidades máximas permitidas de alimentadores.
- Máximas caídas de tensión permitidas.
- Radialidad de la red.

El modelo matemático que se presenta para el PPSD fue desarrollado en [24]. Dicho modelo es no lineal entero mixto y considera los aspectos anteriormente explicados:

$$\min F.O. = \left[\sum_{ij \in \Omega_{ij}} L_{ij} \left(\begin{aligned} & \left(\lambda_{ij}^c (1 - \delta_{ij}^c) \left(\sum_{e \in \Omega_c} \delta_{ij}^e * CCC^e \right) \right. \right. \\ & \left. \left. + \delta_{ij}^c \left(1 - \sum_{e \in \Omega_c} \lambda_{ij}^e \right) CNC^c \right. \right. \\ & \left. \left. + \left(\sum_{e \in \Omega_c} \delta_{ij}^e \right) * \left(\sum_{t \in T} f_{act} * \sum_{h \in H} \left(\frac{C_{kWh}}{1000} \right) H^h * R_{ij,abc}^c |I_{ij,abc}|^2 \right) \right) \right. \\ & \left. + \left(1 - \sum_{e \in \Omega_c} \delta_{ij}^e \right) \left(\sum_{e \in \Omega_c} \lambda_{ij}^e \right) CAC \right) \right] * f_{anual} \quad (2.1) \\ + \sum_{k \in \Omega_{kS}} \sum_{d \in \Omega_d} \left(\begin{aligned} & \lambda_k^d (1 - \delta_k^d) \left(\sum_{s \in \Omega_d} \delta_k^s * CAS^s \right) \\ & + \delta_k^d \left(1 - \sum_{s \in \Omega_d} \lambda_k^s \right) CNS^d \end{aligned} \right) + \sum_{k \in \Omega_{kE}} \sum_{b \in \Omega_b} \gamma_k^b (1 - \mu_k^b) CBF_k$$

s.a.

$$EQ^u(P_{k,abc}^D, Q_{k,abc}^D, V_{k,abc}^D, \theta_{k,abc}^D) = 0$$

$$V_{k,abcn}^{\min} \leq V_{k,abcn}^{cal} \leq V_{k,abcn}^{\max}$$

$$|I_{ij,abcn}^h| \leq I_{ij,abcn}^{\max,c}$$

$$\sum_{k \in \Omega_k} S_{k,abc}^D + \sum_{ij \in \Omega_{ij}} S_{ij,abcn}^{loss} \leq \sum_{k \in \Omega_{kS}} S_{k,abc}^{SE} \quad (2.2)$$

$$N_{ijE} + \sum_{ij \in \Omega_{ijN}} \sum_{c \in \Omega_c} \delta_{ij}^c \leq N_{ik} - N_{dE} - \sum_{k \in \Omega_{kS}} \sum_{d \in \Omega_d} \delta_k^d$$

$$\sum_{c \in \Omega_c} \delta_{ij}^c \leq 1 \quad \forall ij \in \Omega_{ij}$$

$$\sum_{d \in \Omega_d} \delta_k^d \leq 1 \quad \forall k \in \Omega_k$$

En la ecuación (2.1) (F.O.):

- El término $L_{ij} * \sum_{c \in \Omega_c} \left(\lambda_{ij}^c (1 - \delta_{ij}^c) \left(\sum_{e \in \Omega_c} \delta_{ij}^e * CCC^e \right) \right)$ representa el costo de reconductorizar un tramo de red existente.
- $L_{ij} * \sum_{c \in \Omega_c} \left(\delta_{ij}^c \left(1 - \sum_{e \in \Omega_c} \lambda_{ij}^e \right) CNC^c \right)$ corresponde al costo de construcción e instalación de un nuevo tramo de red.
- El término $L_{ij} * \sum_{c \in \Omega_c} \left[\left(\sum_{e \in \Omega_c} \delta_{ij}^e \right) * \left(\sum_{t \in T} f_{act} * \sum_{h \in H} \left(\frac{C_{kWh}}{1000} \right) H^h * R_{ij_{abc}}^c |I_{ij_{abc}}|^2 \right) \right]$ es el valor económico que tienen las pérdidas de energía durante el horizonte de planeamiento.
- $L_{ij} * \left(1 - \sum_{e \in \Omega_c} \delta_{ij}^e \right) \left(\sum_{e \in \Omega_c} \lambda_{ij}^e \right) CAC$ corresponde al costo de apertura de un tramo de red existente para dejarlo fuera de operación (desplanificación).
- El término $\lambda_k^d (1 - \delta_k^d) \left(\sum_{s \in \Omega_d} \delta_k^s * CAS^s \right)$ representa el valor económico asociado a repotenciar una subestación existente.
- El término $\delta_k^d \left(1 - \sum_{s \in \Omega_d} \lambda_k^s \right) CNS^d$ representa el costo de construcción e instalación de una nueva subestación.
- $\sum_{k \in \Omega_{kE}} \sum_{b \in \Omega_b} \gamma_k^b (1 - \mu_k^b) CBF_k$ corresponde al costo de realizar el balance de fases en los nodos existentes de la red.
- Los factores f_{anual} y f_{act} son los factores de anualización del costo del proyecto y el factor empleado para traer a valor presente el costo de las pérdidas:

$$f_{anual} = \frac{i * (1 + i)^T}{(1 + i)^T - 1} \quad (2.3)$$

$$f_{act} = \left(\frac{1+i_e}{1+i} \right)^t \quad (2.4)$$

En el conjunto de ecuaciones que representan las restricciones operativas y técnicas del problema se tiene que:

- La ecuación $EQ^u(P_{k,abc}^D, Q_{k,abc}^D, V_{k,abc}^D, \theta_{k,abc}^D) = 0$ representa las ecuaciones de balance nodal y son empleadas para verificar el estado operativo del sistema mediante un flujo de carga trifásico de tipo barrido iterativo como el presentado en [25].
- Las ecuaciones $V_{k,abcn}^{\min} \leq V_{k,abcn}^{cal} \leq V_{k,abcn}^{\max}$ y $|I_{ij,abcn}^h| \leq I_{ij,abcn}^{\max,c}$ representan los límites de tensión de los nodos del sistema y la capacidad máxima permitida de corriente para cada tramo de red primaria en el periodo de carga h , respectivamente.
- La ecuación $\sum_{k \in \Omega_k} S_{k,abc}^D + \sum_{ij \in \Omega_{ij}} S_{ij,abcn}^{loss} \leq \sum_{k \in \Omega_{kS}} S_{k,abc}^{SE}$ se refiere a la capacidad operativa de las subestaciones, con lo que se garantiza que no hayan sobrecargas en estas en la configuración solución.
- La ecuación $N_{ijE} + \sum_{ij \in \Omega_{ijN}} \sum_{c \in \Omega_c} \delta_{ij}^c \leq N_{ik} - N_{dE} - \sum_{k \in \Omega_{kS}} \sum_{d \in \Omega_d} \delta_k^d$ hace referencia a la radialidad del sistema.
- Las ecuaciones $\sum_{c \in \Omega_c} \delta_{ij}^c \leq 1 \forall ij \in \Omega_{ij}$ y $\sum_{d \in \Omega_d} \delta_k^d \leq 1 \forall k \in \Omega_k$ aseguran que en cada tramo de red se instale un tipo de conductor y en cada nodo se instale sólo un tipo de subestación, respectivamente.

2.2. Fundamentación teórica y formulación del PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de BC y RT

2.2.1. Regulación de tensión

Para que el sistema de distribución de energía eléctrica pueda funcionar continuamente dentro de los límites de tensión definidos por los entes reguladores, los estudios técnicos de regulación deben estar orientados a identificar soluciones económicamente viables y resolver los problemas en los niveles de

tensión de los alimentadores. Como la demanda no es constante, es necesario que tales estudios técnicos tengan en cuenta la variación de la carga con el tiempo.

El control de tensión es una tarea esencial para los OR. Una violación a los límites de tensión implica una compensación directa al consumidor. En general, los problemas relacionados con la regulación de tensión en los nodos del sistema pueden ser resueltos por diversos medios, entre los que se pueden citar:

- Transferencia de carga de un alimentador muy cargado a otro menos cargado.
- Uso de BC para mejorar el factor de potencia.
- Instalación de RT.
- Recondutorización de alimentadores de red.
- Construcción de nuevos alimentadores de red.
- Cambio de tensión primaria en la alimentación.
- Construcción de nuevas subestaciones.

Con la aplicación de una o más de estas alternativas es posible obtener una reducción en las pérdidas de energía del sistema de distribución, con la consecuente reducción de costos para el OR. Sin embargo, los equipos habituales para llevar a cabo el control de los perfiles de tensión son los BC y los RT.

Con lo anterior se observa que la inversión en la mejora del sistema de distribución tiene beneficios tanto para los consumidores como para los OR, aunque no siempre es fácil cuantificarlos.

2.2.2. Bancos de condensadores

Los BC son fuentes de energía reactiva, cuyo objetivo es la compensación de energías reactivas producidas por cargas inductivas y/o reactancias de líneas. La cantidad de compensación suministrada está relacionada con la localización de los BC en el sistema de distribución, tamaño, cantidad y tipo de condensadores [26].

Los BC implementados en los sistemas de distribución están generalmente ubicados a lo largo de los tramos de red o en las subestaciones. Su utilización está enfocada en la corrección del factor de potencia, resaltando que los bancos pueden ser fijos o variables dependiendo de las características de la carga [27].

Según el manual de la IEEE de 1992 [28], los mejores resultados son obtenidos al instalar los BC próximos a las cargas. Es allí donde se produce la mayor reducción de pérdidas y se proporciona el mejor perfil de tensión. Cuando lo anterior no es posible entonces se pueden utilizar las siguientes opciones:

- Para cargas uniformemente distribuidas, los BC se pueden localizar a dos tercios de la distancia desde la subestación.

- Para cargas pequeñas y uniformemente distribuidas, los BC se pueden localizar a un medio de la distancia desde la subestación.
- Para la mayor elevación de tensión, los BC deben ubicarse próximos a las cargas.

Para la aplicación de los BC en sistemas de distribución, dichos elementos son conectados en paralelo (shunt), suministrando energía reactiva capacitiva al sistema. Dicha conexión puede realizarse de tres maneras: delta, estrella y estrella aterrizada, siendo las dos últimas las más utilizadas.

En este trabajo sólo serán utilizados bancos de condensadores fijos conectados en estrella, siendo estos unidades trifásicas.

2.2.3. Formulación matemática del PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de BC

La formulación de este problema recoge la F.O. mostrada en la ecuación (2.1) y se adiciona un nuevo término asociado al problema de ubicación y dimensionamiento de BC. Dicho término es

$$\sum_{k \in \Omega_{kC}} \sum_{n \in \Omega_{ESC}} u_k^n * f(u^n)$$

donde $f(u^n)$ es la función discretizada que representa el costo de los BC [13]:

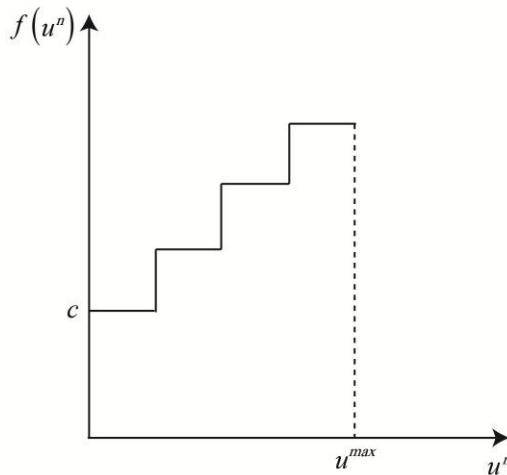


Figura 2.1. Función discretizada que representa el costo de los BC

También emplea el conjunto de ecuaciones (2.2), donde este nuevo problema adiciona nuevas restricciones:

- La restricción $\sum_{n \in \Omega_{ESC}} u_k^n * f(u^n) \leq f(u^0)$ garantiza que el número de BC instalados en el nodo k no supere el límite máximo.
- La restricción $\sum_{k \in \Omega_{kC}} \sum_{n \in \Omega_{ESC}} u_k^n * f(u^n) \leq f(u^S)$ asegura que la suma de los BC instalados en los nodos no supere el límite máximo de BC a instalar en el sistema.

$$\min F.O. = \left[\sum_{ij \in \Omega_{ij}} L_{ij} \left(\begin{aligned} & \left(\lambda_{ij}^c (1 - \delta_{ij}^c) \left(\sum_{e \in \Omega_c} \delta_{ij}^e * CCC^e \right) \right. \right. \\ & \left. \left. + \delta_{ij}^c \left(1 - \sum_{e \in \Omega_c} \lambda_{ij}^e \right) CNC^c \right. \right. \\ & \left. \left. + \left(\sum_{e \in \Omega_c} \delta_{ij}^e \right) * \left(\sum_{t \in T} f_{act} * \sum_{h \in H} \left(\frac{C_{kWh}}{1000} \right) H^h * R_{ij,abc}^c |I_{ij,abc}|^2 \right) \right) \right. \\ & \left. + \left(1 - \sum_{e \in \Omega_c} \delta_{ij}^e \right) \left(\sum_{e \in \Omega_c} \lambda_{ij}^e \right) CAC \right) \right] * f_{anual} \quad (2.5) \\ & + \sum_{k \in \Omega_{kS}} \sum_{d \in \Omega_d} \left(\lambda_k^d (1 - \delta_k^d) \left(\sum_{s \in \Omega_d} \delta_k^s * CAS^s \right) + \delta_k^d \left(1 - \sum_{s \in \Omega_d} \lambda_k^s \right) CNS^d \right) \\ & + \sum_{k \in \Omega_{kE}} \sum_{b \in \Omega_b} \gamma_k^b (1 - \mu_k^b) CBF_k \\ & + \sum_{k \in \Omega_{kC}} \sum_{n \in \Omega_{ESC}} u_k^n * f(u^n) \end{aligned} \right]$$

s.a.

$$\begin{aligned} EQ^u(P_{k,abc}^D, Q_{k,abc}^D, V_{k,abc}^D, \theta_{k,abc}^D) &= 0 \\ V_{k,abcn}^{\min} &\leq V_{k,abcn}^{cal} \leq V_{k,abcn}^{\max} \\ |I_{ij,abcn}^h| &\leq I_{ij,abcn}^{\max,c} \\ \sum_{k \in \Omega_k} S_{k,abc}^D + \sum_{ij \in \Omega_{ij}} S_{ij,abcn}^{loss} &\leq \sum_{k \in \Omega_{kS}} S_{k,abc}^{SE} \\ N_{ijE} + \sum_{ij \in \Omega_{ijN}} \sum_{c \in \Omega_c} \delta_{ij}^c &\leq N_{ik} - N_{dE} - \sum_{k \in \Omega_{kS}} \sum_{d \in \Omega_d} \delta_k^d \end{aligned} \quad (2.6)$$

$$\sum_{c \in \Omega_c} \delta_{ij}^c \leq 1 \quad \forall ij \in \Omega_{ij}$$

$$\sum_{d \in \Omega_d} \delta_k^d \leq 1 \quad \forall k \in \Omega_k$$

$$\sum_{n \in \Omega_{ESC}} u_k^n * f(u^n) \leq f(u^0)$$

$$\sum_{k \in \Omega_{kC}} \sum_{n \in \Omega_{ESC}} u_k^n * f(u^n) \leq f(u^S)$$

2.2.4. Reguladores de tensión

El RT es uno de los equipos más utilizados para mantener perfiles de tensión adecuados en los sistemas de distribución, ya sean redes rurales o urbanas. Un RT básicamente un autotransformador con taps en uno de sus devanados, que puede ser operado bajo carga.

Para entender mejor el funcionamiento de los RT, se exponen las características principales de un autotransformador:

- Un autotransformador es un transformador especial que para cada fase tiene un único devanado que actúa a la vez de primario y secundario. Esto es debido al pequeño valor de tensión relativa de cortocircuito.
- Puede manejar mayor potencia que un transformador conectado en forma convencional.
- Al tener sólo un devanado es más económico que un transformador convencional y además tiene menores pérdidas.
- La tensión relativa de cortocircuito de un autotransformador es pequeña, lo cual tiene la ventaja de que en él se produzcan caídas de tensión muy bajas; pero presenta el inconveniente de que en el caso de producirse un circuito, aparecen corrientes de falla muy grandes.
- El principal inconveniente del autotransformador es que no posee aislamiento entre los circuitos primario y secundario de cada fase. En un transformador normal los devanados de cada fase están aislados entre sí; son circuitos ligados mediante un campo magnético, pero eléctricamente separados. Sin embargo en un autotransformador este aislamiento no existe, pues se trata del mismo devanado, el cual actúa como primario y secundario.
- En la figura 2.2 se muestran los esquemas de conexión aditiva o sustractiva del autotransformador.

La figura 2.2a muestra la conexión aditiva de un autotransformador, donde el voltaje de salida V_L es mayor a la tensión de entrada V_S ; efecto contrario es el que se logra con la conexión sustractiva (figura 2.2b).

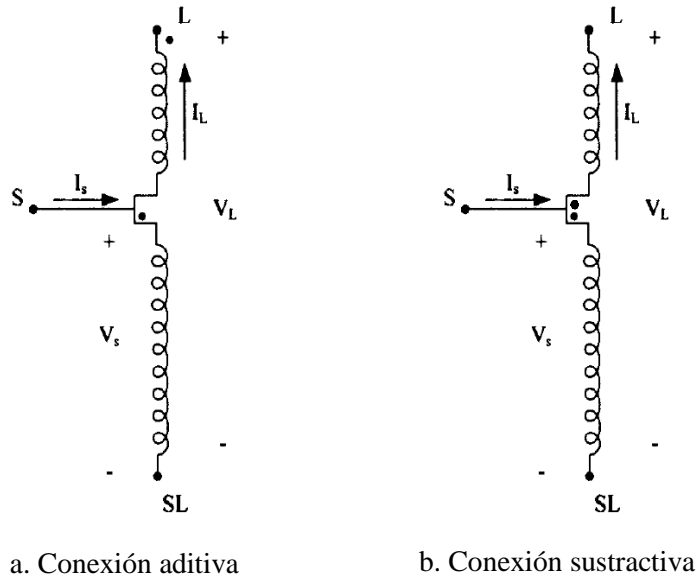


Figura 2.2. Esquema del autotransformador

El RT al poseer taps en sus devanados puede variar el voltaje entregado. El dispositivo común es un regulador monofásico, el cual puede ser utilizado en sistemas monofásicos o puede ser conectado junto con otras unidades para formar un banco trifásico y ser aplicado a sistemas con esta característica [18].

Para sistemas de distribución trifásicos, la conexión de bancos trifásicos de RT (tres unidades monofásicas) se puede realizar de tres maneras diferentes: estrella, delta y delta abierta. Los RT son conectados en serie con el alimentador, aunque el máximo número de RT a conectar se ve limitado por la capacidad térmica de la línea. Debido a lo anterior, se recomienda entonces instalar un máximo de tres unidades a lo largo de un alimentador particular [18].

Los RT comúnmente pueden variar el nivel de tensión entregado en un porcentaje dado respecto a la tensión nominal, lo cual puede realizarse en 32 pasos, donde 16 pasos son para elevar el nivel de voltaje y los otros 16 se utilizan para disminuirlo. Por ejemplo, para un nivel de tensión base de 120 V, cada paso puede variar el voltaje un $5/8\%$ ó 0,75 V.

Existen dos formas de conexión para los RT, llamadas Tipo A y Tipo B de acuerdo con el estándar ANSI/IEEE C57.15-1986 [29], las cuales pueden ser elevadoras o reductoras. La diferencia entre estos dos tipos de conexiones radica en el servicio del nivel de tensión, la utilización de los voltajes y la construcción de los mismos. De las dos conexiones mencionadas, la conexión Tipo B es la más utilizada [18].

En este trabajo sólo serán utilizados RT conectados en estrella, siendo estos unidades monofásicas. Dichos RT se considerarán ideales para este estudio, por lo que no se tendrá en cuenta su impedancia de cortocircuito. Se instalarán cantidades múltiples de tres para que cada fase cuente con la misma cantidad de unidades monofásicas de RT.

A continuación se muestra un diagrama del RT Tipo B funcionando como elevador:

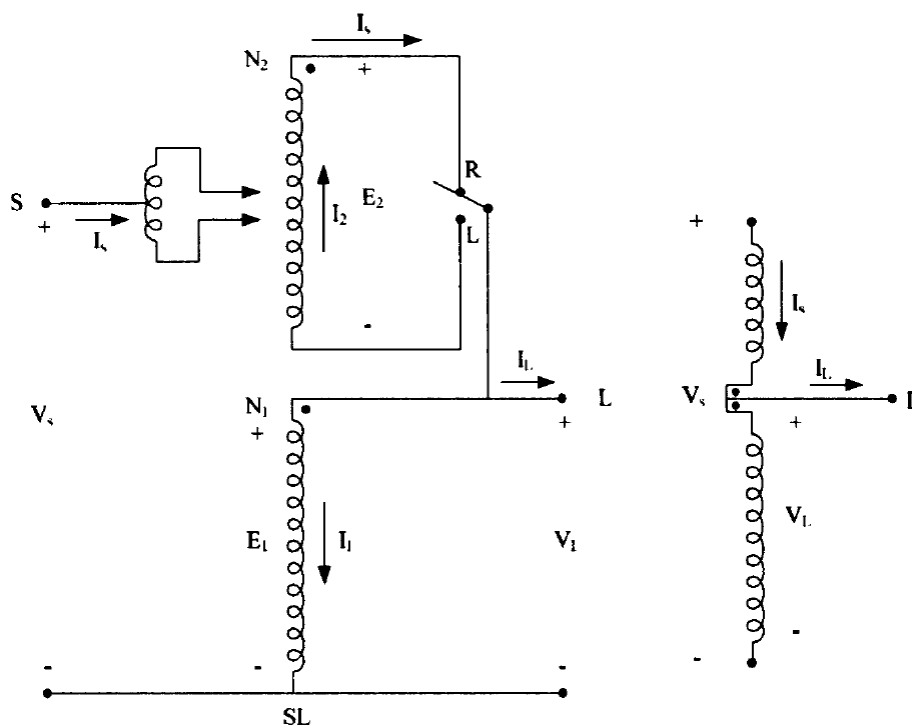


Figura 2.3. RT tipo B funcionando como elevador

El conjunto de ecuaciones (2.7) muestra el comportamiento de la corriente y voltaje para el RT Tipo B funcionando como elevador:

$$\begin{aligned}
\frac{E_1}{N_1} &= \frac{E_2}{N_2} & N_1 I_1 &= N_2 I_2 \\
V_S &= E_1 - E_2 & I_L &= I_S - I_1 \\
V_L &= E_1 & I_2 &= I_S \\
E_2 &= \frac{N_2}{N_1} E_1 = \frac{N_2}{N_1} V_L & I_1 &= \frac{N_2}{N_1} I_2 = \frac{N_2}{N_1} I_S \\
V_S &= \left(1 - \frac{N_2}{N_1}\right) V_L & I_L &= \left(1 - \frac{N_2}{N_1}\right) I_S \\
V_S &= a_R V_L & I_L &= a_R I_S \\
a_R &= 1 - \frac{N_2}{N_1}
\end{aligned} \tag{2.7}$$

La figura 2.4 muestra el funcionamiento del RT Tipo B como reductor:

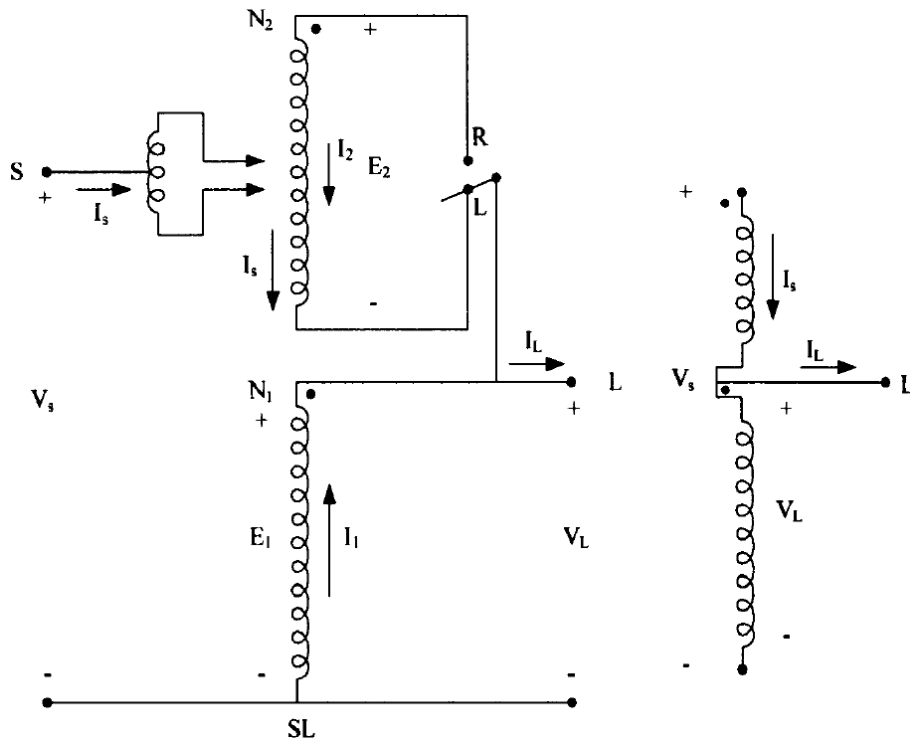


Figura 2.4. RT tipo B funcionando como reductor

El conjunto de ecuaciones (2.8) muestra el comportamiento de la corriente y voltaje para el RT Tipo B funcionando como reductor:

$$\begin{aligned}
\frac{E_1}{N_1} &= \frac{E_2}{N_2} & N_1 I_1 &= N_2 I_2 \\
V_S &= E_1 + E_2 & I_L &= I_S + I_1 \\
V_L &= E_1 & I_2 &= I_S \\
E_2 &= \frac{N_2}{N_1} E_1 = \frac{N_2}{N_1} V_L & I_1 &= \frac{N_2}{N_1} I_2 = \frac{N_2}{N_1} I_S \\
V_S &= \left(1 + \frac{N_2}{N_1}\right) V_L & I_L &= \left(1 + \frac{N_2}{N_1}\right) I_S \\
V_S &= a_R V_L & I_L &= a_R I_S \\
a_R &= 1 + \frac{N_2}{N_1}
\end{aligned} \tag{2.8}$$

La diferencia entre las ecuaciones de voltaje y corriente del RT Tipo B, en su uso como elevador o reductor, radica en el signo de la relación de los bobinados (N_2/N_1). La relación de bobinados es desconocida pero la posición del tap si se conoce, por esto las ecuaciones de a_R pueden ser modificadas en función de la posición del tap. Recuérdese que cada posición del tap puede variar el nivel de tensión en un 5/8 % ó 0,00625 p.u., así se puede describir la relación de bobinados como [18]:

$$a_R = 1 \mp 0.00625 \text{ Tap} \tag{2.9}$$

En la ecuación (2.9), el signo negativo se refiere al funcionamiento del RT Tipo B como elevador y el signo positivo, al uso del RT Tipo B como reductor; para el RT Tipo A, aplica lo contrario. Las relaciones del voltaje y corriente de entrada y el voltaje y corriente de carga están dadas por:

$$\text{Tipo A:} \quad V_S = \frac{1}{a_R} V_L \quad I_S = a_R I_L \tag{2.10}$$

$$\text{Tipo B:} \quad V_S = a_R V_L \quad I_S = \frac{1}{a_R} I_L \tag{2.11}$$

A continuación se muestra una conexión estrella de tres unidades monofásicas de RT Tipo B:

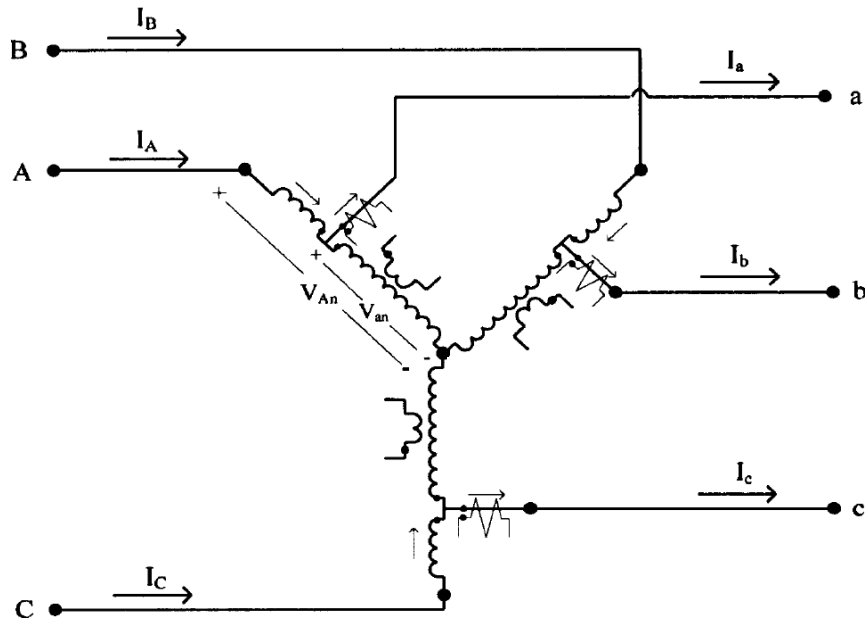


Figura 2.5. Conexión en estrella de tres unidades monofásicas de RT Tipo B

Los conjuntos de ecuaciones (2.12) y (2.13) se utilizan independientemente del modo de operación (elevador o reductor) del RT Tipo B.

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{a_{Ra}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{a_{Rb}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{a_{Rc}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{An} \\ V_{Bn} \\ V_{Cn} \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{Ra} & 0 & 0 \\ 0 & a_{Rb} & 0 \\ 0 & 0 & a_{Rc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

Donde a_{Ra} , a_{Rb} y a_{Rc} son las relaciones de transformación de las fases A, B y C.

2.2.5. Formulación matemática del PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de RT

La formulación de este problema recoge la F.O. mostrada en la ecuación (2.1), adicionando el término

$3^* \sum_{k \in \Omega_{kRT}} CRT_{Pk} * RT_k$, el cual contabiliza el costo de instalación de los RT en el sistema

También emplea el conjunto de ecuaciones (2.2), donde este nuevo problema adiciona nuevas restricciones:

- La ecuación $3^* RT_k \leq RT_k^0$ representa el número de RT que se instalan en el nodo k y garantiza que no supere el límite máximo de RT a instalar por nodo.
- La ecuación $3^* \sum_{k \in \Omega_{kRT}} RT_k \leq RT^S$ representa el número de RT que se instalan en el sistema y no debe superar el límite máximo.
- $-16 \leq tapRT_{khf} \leq 16$ con $tapRT_{khf}$ entero, restringe el valor del tap $tapRT_{khf}$, además este debe ser entero.
- La ecuación $capRT_k \leq capRT_{max disp}$ obliga a que la capacidad del RT no sobrepase la capacidad máxima disponible.

$$\begin{aligned}
\min F.O. = & \left[\sum_{ij \in \Omega_{ij}} L_{ij} \left(\begin{aligned} & \left(\lambda_{ij}^c (1 - \delta_{ij}^c) \left(\sum_{e \in \Omega_c} \delta_{ij}^e * CCC^e \right) \right. \right. \\ & + \delta_{ij}^c \left(1 - \sum_{e \in \Omega_c} \lambda_{ij}^e \right) CNC^c \\ & \left. \left. + \left(\sum_{e \in \Omega_c} \delta_{ij}^e \right) * \left(\sum_{t \in T} f_{act} * \sum_{h \in H} \left(\frac{C_{kWh}}{1000} \right) H^h * R_{ij_{abc}}^c |I_{ij_{abc}}|^2 \right) \right) \right. \\ & \left. + \left(1 - \sum_{e \in \Omega_c} \delta_{ij}^e \right) \left(\sum_{e \in \Omega_c} \lambda_{ij}^e \right) CAC \right) \right] * f_{annual} \quad (2.14) \\
& + \sum_{k \in \Omega_{ks}} \sum_{d \in \Omega_d} \left(\begin{aligned} & \lambda_k^d (1 - \delta_k^d) \left(\sum_{s \in \Omega_d} \delta_k^s * CAS^s \right) \\ & + \delta_k^d \left(1 - \sum_{s \in \Omega_d} \lambda_k^s \right) CNS^d \end{aligned} \right) \\
& + \sum_{k \in \Omega_{kE}} \sum_{b \in \Omega_b} \gamma_k^b (1 - \mu_k^b) CBF_k \\
& + 3 * \sum_{k \in \Omega_{kRT}} CRT_{Pk} * RT_k
\end{aligned}$$

s.a.

$$EQ^u(P_{k,abc}^D, Q_{k,abc}^D, V_{k,abc}^D, \theta_{k,abc}^D) = 0$$

$$V_{k,abcn}^{\min} \leq V_{k,abcn}^{cal} \leq V_{k,abcn}^{\max}$$

$$|I_{ij,abcn}^h| \leq I_{ij,abcn}^{\max,c}$$

$$\sum_{k \in \Omega_k} S_{k,abc}^D + \sum_{ij \in \Omega_{ij}} S_{ij,abcn}^{loss} \leq \sum_{k \in \Omega_{kS}} S_{k,abc}^{SE}$$

$$N_{ijE} + \sum_{ij \in \Omega_{ijN}} \sum_{c \in \Omega_c} \delta_{ij}^c \leq N_{ik} - N_{dE} - \sum_{k \in \Omega_{kS}} \sum_{d \in \Omega_d} \delta_k^d$$

$$\sum_{c \in \Omega_c} \delta_{ij}^c \leq 1 \quad \forall ij \in \Omega_{ij} \quad (2.15)$$

$$\sum_{d \in \Omega_d} \delta_k^d \leq 1 \quad \forall k \in \Omega_k$$

$$3 * RT_k \leq RT_k^0$$

$$3 * \sum_{k \in \Omega_{kRT}} RT_k \leq RT^S$$

$$-16 \leq tapRT_{khf} \leq 16 \text{ con } tapRT_{khf} \text{ entero}$$

$$capRT_k \leq capRT_{max disp}$$

2.2.6. Formulación matemática del PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de RT y BC

Teniendo en cuenta lo expuesto en los numerales anteriores, esta sección presenta un modelo matemático que recopila los tres problemas mostrados. Este modelo tiene en cuenta entonces en su función objetivo, los factores que conciernen al planeamiento tradicional sumando aquellos términos que corresponden al problema de optimización de ubicación y dimensionamiento de BC y RT. También, en el conjunto de restricciones, se incluyen las ecuaciones necesarias para que el sistema cumpla con las restricciones operativas, restricciones propias del planeamiento y aquellas que conllevan incluir el problema de ubicación y dimensionamiento de BC y RT.

Dado lo anterior, se presenta una formulación matemática no lineal entera mixta con el fin de representar apropiadamente el PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de RT y BC:

$$\min F.O. = \left[\sum_{ij \in \Omega_{ij}} L_{ij} \left(\begin{aligned} & \left(\lambda_{ij}^c (1 - \delta_{ij}^c) \left(\sum_{e \in \Omega_c} \delta_{ij}^e * CCC^e \right) \right. \right. \\ & + \delta_{ij}^c \left(1 - \sum_{e \in \Omega_c} \lambda_{ij}^e \right) CNC^c \\ & \left. \left. + \left(\sum_{e \in \Omega_c} \delta_{ij}^e \right) * \left(\sum_{t \in T} f_{act} * \sum_{h \in H} \left(\frac{C_{kWh}}{1000} \right) H^h * R_{ij_{abc}}^c \left| I_{ij_{abc}} \right|^2 \right) \right) \right. \\ & \left. + \left(1 - \sum_{e \in \Omega_c} \delta_{ij}^e \right) \left(\sum_{e \in \Omega_c} \lambda_{ij}^e \right) CAC \right) \right] * f_{anual} \quad (2.16) \\ & + \sum_{k \in \Omega_{kS}} \sum_{d \in \Omega_d} \left(\lambda_k^d (1 - \delta_k^d) \left(\sum_{s \in \Omega_d} \delta_k^s * CAS^s \right) + \delta_k^d \left(1 - \sum_{s \in \Omega_d} \lambda_k^s \right) CNS^d \right) \\ & + \sum_{k \in \Omega_{kE}} \sum_{b \in \Omega_b} \gamma_k^b (1 - \mu_k^b) CBF_k \\ & + \sum_{k \in \Omega_{kC}} \sum_{n \in \Omega_{ESC}} u_k^n * f(u^n) + 3 * \sum_{k \in \Omega_{kRT}} CRT_{Pk} * RT_k \end{aligned} \right]$$

s.a.

$$\begin{aligned}
& EQ^u(P_{k,abc}^D, Q_{k,abc}^D, V_{k,abc}^D, \theta_{k,abc}^D) = 0 \\
& V_{k,abcn}^{\min} \leq V_{k,abcn}^{cal} \leq V_{k,abcn}^{\max} \\
& |I_{ij,abcn}^h| \leq I_{ij,abcn}^{\max,c} \\
& \sum_{k \in \Omega_k} S_{k,abc}^D + \sum_{ij \in \Omega_{ij}} S_{ij,abcn}^{loss} \leq \sum_{k \in \Omega_{ks}} S_{k,abc}^{SE} \\
& N_{ijE} + \sum_{ij \in \Omega_{ijN}} \sum_{c \in \Omega_c} \delta_{ij}^c \leq N_{ik} - N_{dE} - \sum_{k \in \Omega_{ks}} \sum_{d \in \Omega_d} \delta_k^d \\
& \sum_{c \in \Omega_c} \delta_{ij}^c \leq 1 \quad \forall ij \in \Omega_{ij} \\
& \sum_{d \in \Omega_d} \delta_k^d \leq 1 \quad \forall k \in \Omega_k \tag{2.17} \\
& \sum_{n \in \Omega_{ESC}} u_k^n * f(u^n) \leq f(u^0) \\
& \sum_{k \in \Omega_{kC}} \sum_{n \in \Omega_{ESC}} u_k^n * f(u^n) \leq f(u^S) \\
& 3 * RT_k \leq RT_k^0 \\
& 3 * \sum_{k \in \Omega_{kRT}} RT_k \leq RT^S \\
& -16 \leq tapRT_{klf} \leq 16 \text{ con } tapRT_{klf} \text{ entero} \\
& capRT_k \leq capRT_{\max disp}
\end{aligned}$$

Capítulo 3

Algoritmo Búsqueda Tabú

3.1. Aspectos generales

El ABT pertenece al grupo de técnicas de optimización combinatorial de alto desempeño [30]. Dichas técnicas se conocen como algoritmos metaheurísticos de optimización [31].

El ABT fue propuesto por Fred Glover en la década de los 80's y ha sido empleado con gran éxito en diferentes ramas de la investigación con excelentes resultados [32].

El ABT es una metaheurística que guía un procedimiento heurístico de búsqueda local en la búsqueda de optimalidad global. Se basa en la exploración de estrategias inteligentes y procesos de aprendizaje para la resolución de problemas. El ABT posee una memoria adaptativa que explota la historia del proceso de resolución del problema y que también exige la creación de estructuras para hacer posible tal explotación. Así, los elementos prohibidos en el ABT reciben este estatus por la confianza en una memoria evolutiva, que permite alterar este estado en función del tiempo y las circunstancias. Con lo anterior, se asume que el ABT está basado en determinados conceptos que unen los campos de inteligencia artificial y optimización [30].

El ABT es un procedimiento de resolución inteligente, ya que incorpora memoria adaptativa y exploración guiada. La memoria adaptativa permite la búsqueda en el espacio de soluciones de forma eficaz y eficientemente, así, las decisiones locales están guiadas por información obtenida a lo largo del proceso de búsqueda. El énfasis en la exploración guiada considera que la búsqueda tabú se deriva de la suposición de que una mala elección estratégica puede proporcionar más información que una buena elección realizada al azar, dado que una elección estratégica mala puede proporcionar pistas útiles sobre cómo guiar la búsqueda hacia zonas prometedoras. Por lo tanto, la exploración guiada integra principios básicos de la búsqueda inteligente y explota las características de las soluciones buenas a la vez que explora nuevas regiones del espacio de solución [30].

La memoria adaptativa la conforman dos tipos de memoria, una de corto plazo y una de largo plazo. La primera se emplea para que el ABT no visite regiones del espacio ya exploradas durante el proceso de búsqueda local, para lo cual se bloquean movimientos recientes durante un número determinado de ciclos generacionales con lo que el algoritmo consigue explorar otras regiones del espacio de búsqueda. La memoria de largo plazo almacena en forma general la información relacionada con la frecuencia con la que ocurren los cambios o los movimientos del vector solución.

3.2. Conceptos y definiciones del Algoritmo Búsqueda Tabú

- Atributos: Conjunto de características específicas de las variables de decisión. Se definen como los cambios o transiciones de las variables de decisión para pasar del estado actual al estado siguiente.
- Codificación: Esquema con la que se representa una configuración en función de las variables de decisión del problema.
- Criterio de aspiración: Condición mediante la cual se realiza la selección de una configuración con atributos tabú bloqueados, siempre que al evaluarlas, esta sea mejor en función objetivo que la incumbente global.
- Estructura de vecindad: Criterios de sensibilidad implementados para la selección de nuevas configuraciones basadas en la configuración inicial.
- Lista élite: Conjunto de las mejores soluciones encontradas en cada búsqueda. La lista élite local almacena las mejores soluciones a lo largo de la búsqueda local y es reiniciada cada vez que existe una nueva iteración en la búsqueda global. La lista élite global almacena la mejor solución encontrada en cada búsqueda local y al final contiene las mejores soluciones encontradas por el ABT.
- Lista tabú: Matrices o vectores empleados para bloquear movimientos o atributos visitados en configuraciones recientes.
- Memoria de corto plazo: Espacio en el cual son guardados los cambios realizados a la configuración en cada iteración del ABT.
- Memoria de largo plazo: Espacio donde se guarda la frecuencia con la que suceden determinados eventos en las configuraciones.
- Vecindario: Conjunto de configuraciones $N(x)$ obtenidas al aplicar el conjunto de criterios de sensibilidad a la configuración actual.

3.3. Algoritmo Búsqueda Tabú básico

El ABT es constituido en primer lugar por la estrategia de búsqueda local, la cual se basa en explorar el espacio alrededor de la configuración actual x^t . En cada iteración de la búsqueda local, la solución

actual tiene asociado un conjunto de soluciones vecinas denominado vecindario $N(x)$, generado mediante estructuras de vecindad.

De forma general el tamaño del vecindario puede ser arbitrario, por tanto la determinación de este toma demasiado tiempo, se suele trabajar con un vecindario reducido $N'(x)$, el cual es un subconjunto de $N(x)$.

La selección de la configuración siguiente x^{t+1} , tiene en cuenta cual es la configuración con mejor función objetivo y también los atributos bloqueados en las listas tabú. Por otro lado si la configuración con mejor objetivo perteneciente a $N'(x)$ no es seleccionada por cantidad de atributos bloqueados, pero es mejor que la incumbente almacenada, esta es seleccionada con el criterio de aspiración y pasa a ser la nueva configuración de la búsqueda local.

Con la selección de la nueva configuración, se actualizan las listas tabú a través del bloqueo durante las próximas M iteraciones de los atributos de la configuración actual, con esto, se bloquean los movimientos que fueron necesarios para pasar de la configuración x^t a la configuración x^{t+1} . También se actualizan la incumbente local y la lista élite local, el contador de iteraciones de la búsqueda local y el criterio de parada local.

Cumplido alguno de los criterios de la búsqueda local, se entiende que se ha hallado un óptimo local del problema y que posiblemente podría ser el óptimo global del mismo. Con lo anterior, se actualizan la incumbente global, la lista élite global, el contador de iteraciones de la búsqueda global y el criterio de parada global. Cuando el proceso se encuentra en este estado, pueden ser evaluadas las estrategias especializadas del BT, las cuales pueden ser: oscilación estratégica, encadenamiento de trayectorias, diversificación y métodos de reinicio [30, 31, 32, 33]. Particularmente el reinicio corresponde al comienzo de la búsqueda local desde otro punto inicial, lo que equivale a generar una nueva configuración para el arranque del proceso.

Al final proceso se entiende que en la lista élite global se encuentra almacenada la mejor solución. En la figura 3.1 se presenta el esquema básico del ABT:

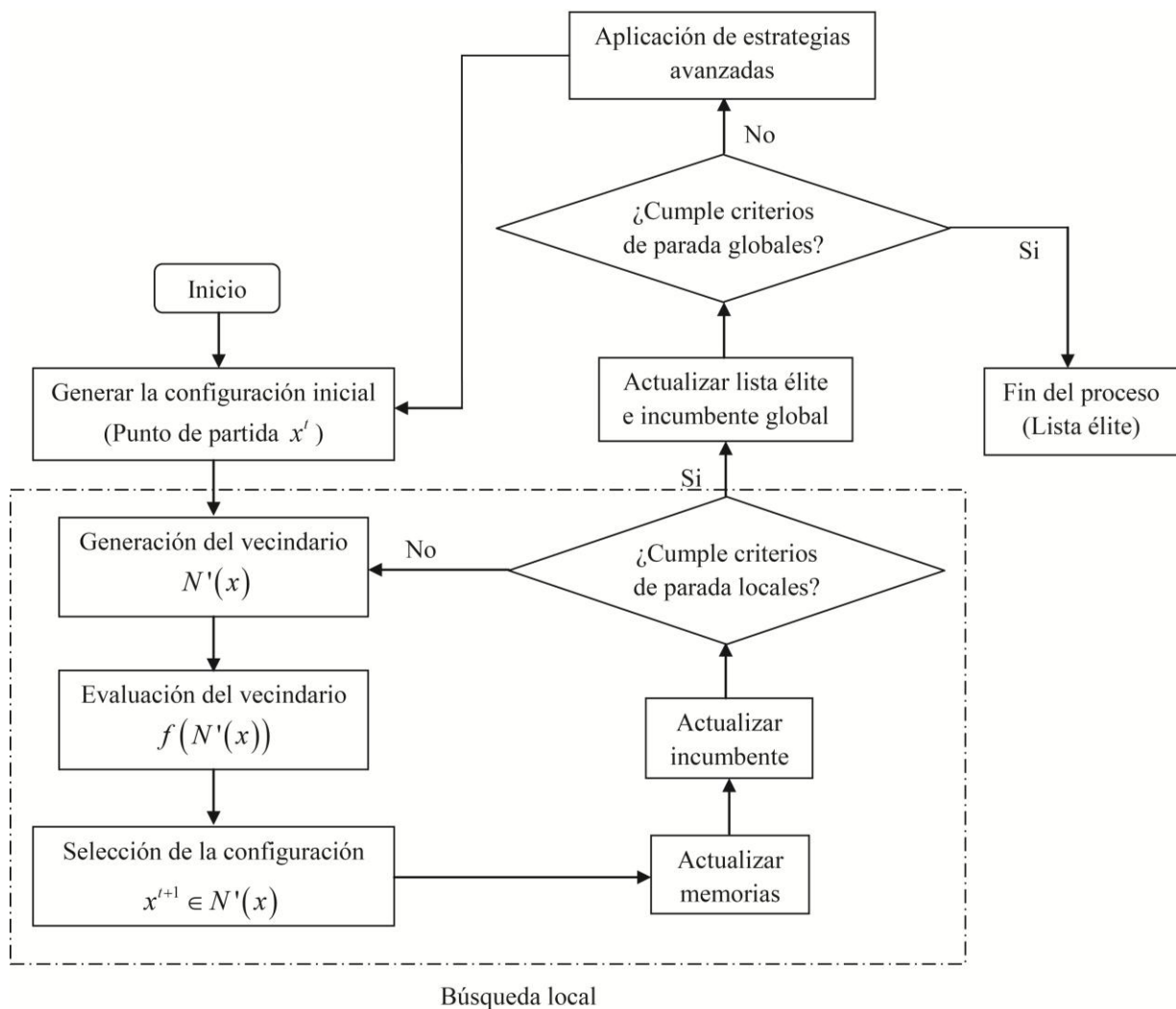


Figura 3.1. Esquema general del ABT básico

Se debe tener especial cuidado en la elección del espacio de búsqueda y la generación del vecindario, ya que estos aspectos permiten la evolución adecuada del proceso a través del espacio de solución.

3.4. Memorias utilizadas por el Algoritmo Búsqueda Tabú

3.4.1. Memoria de corto plazo

Esta memoria se basa en las listas tabú como parámetros del corto plazo, ya que almacenan información sobre configuraciones visitadas en el pasado reciente permitiendo que estas no sean visitadas en las iteraciones siguientes. La forma de almacenar esta información es básicamente la

generación de un número R de bloqueos (número tabú) para los movimientos que fueron necesarios para pasar de una configuración x^t a una configuración x^{t+1} . Con esto se evita que la búsqueda se estanque en una solución local y explore otras regiones del espacio de solución.

3.4.2. Memoria de largo plazo

La memoria de largo plazo almacena la información de la frecuencia con la que se realizan determinados eventos o son realizados ciertos movimientos. Esta memoria permite que las estrategias avanzadas reconozcan configuraciones usadas con regularidad y se emplea como un mecanismo de generación de diversidad.

3.5. Criterio de aspiración

Para obtener la configuración x^{t+1} se realizan dos rankings para los vecinos:

- Ordenar los vecinos según la función objetivo de mayor a menor
- Ordenar los vecinos según el número de atributos bloqueados de menor a mayor.

El ABT elige como siguiente configuración aquella que posea la menor cantidad de atributos bloqueados. Sin embargo, esto trae como problema el riesgo que se corre de despreciar soluciones de buena calidad.

Según lo anterior, el criterio de aspiración define que si la mejor función del ranking por función objetivo es mejor que la incumbente encontrada durante el proceso de búsqueda, entonces esta es elegida como la configuración x^{t+1} . Entre las principales variantes de este concepto se pueden tener:

- Mejor función objetivo que la incumbente global del problema.
- Mejor función objetivo que la incumbente local del problema.
- Mejor función de adaptación en las últimas T generaciones.
- Función objetivo menor que un valor predefinido.
- Una combinación de los criterios anteriores.

En este trabajo se selecciona el segundo criterio como el mecanismo de aspiración para seleccionar la siguiente configuración. Este esquema en forma general se presenta en la figura 3.4.

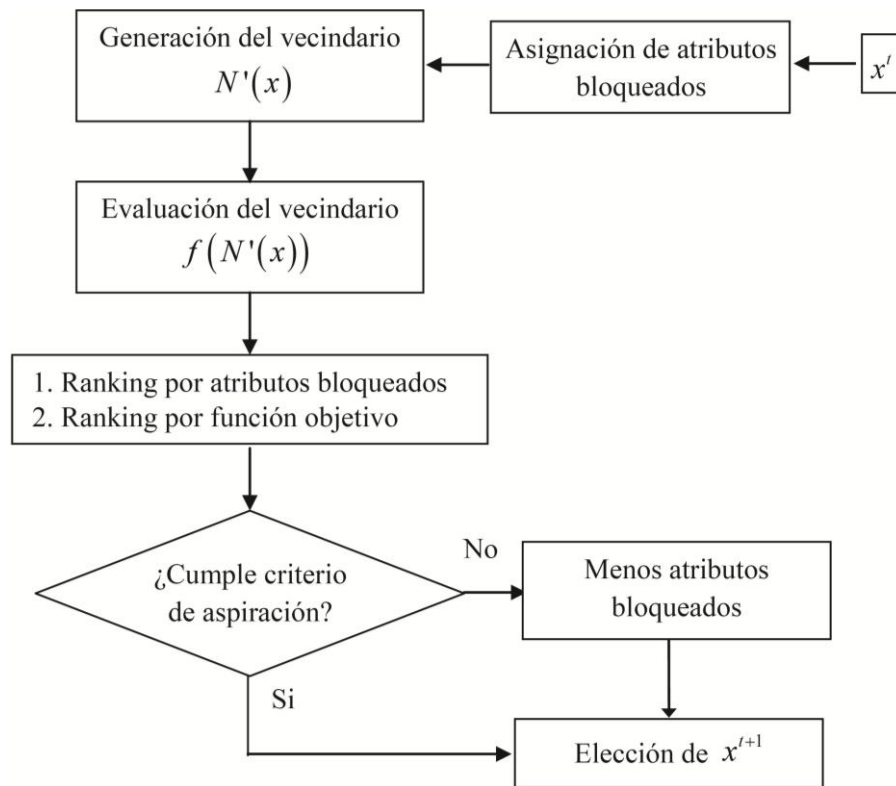


Figura 3.2. Esquema general para la selección de la siguiente configuración

3.6. Configuración inicial

3.6.1. Construcción de la configuración inicial para el PPSD

La configuración inicial propuesta en este trabajo es una combinación de técnicas heurísticas y metaheurísticas y su diagrama de flujo general se presenta en la figura 3.3:

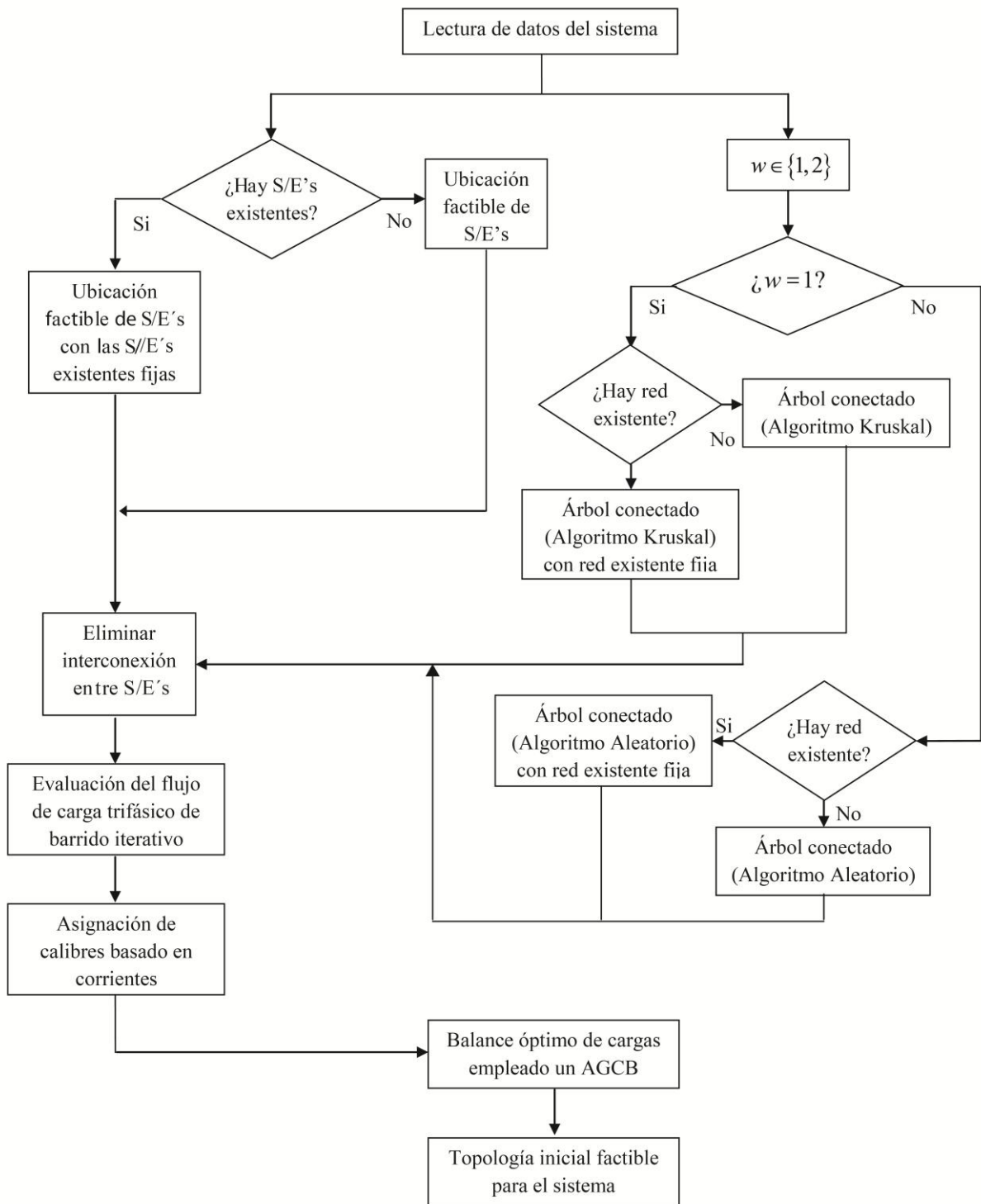


Figura 3.3. Diagrama de flujo del algoritmo heurístico constructivo

Para la creación de un árbol conectado que considera la existencia o no de una red inicial se utilizan dos técnicas:

- El algoritmo de Kruskal [34], para construir un árbol de mínimo peso.
- Esquema de generación de árbol conectado a través de un algoritmo de conexión aleatorio.

Creado el árbol conectado, se toma una posible propuesta de ubicación de subestaciones que sea capaz de atender la demanda y se fijan las subestaciones existentes.

Posteriormente, se identifican las líneas con mayor longitud con el fin de abrirlas y generar tantos subsistemas como subestaciones existan en la propuesta. A las líneas que existan en la configuración propuesta se les asigna el tipo de calibre de conductor más bajo.

Luego, se ejecuta un flujo de carga del tipo barrido iterativo [25] para conocer el estado inicial de la red. Con las corrientes obtenidas se realiza una nueva asignación de calibres y se realiza un balance óptimo empleando el algoritmo de balance, como el propuesto en [35], con lo que la red resultante se constituye en la topología inicial del sistema que cumple con todas las restricciones técnicas, considerada de buena calidad.

3.6.2. Construcción de la configuración inicial en el problema de ubicación y dimensionamiento de BC

El problema de ubicación y dimensionamiento de BC consiste en determinar la mejor configuración de instalación de capacitores en los nodos del sistema de distribución, esto es, determinar en qué nodos deben ser instalados y que tamaño deben tener dichos bancos de capacitores para reducir al máximo las pérdidas de potencia activa en las líneas del sistema, mejorar los perfiles de tensión en el mismo y corregir el factor de potencia.

El procedimiento de solución consta de dos etapas [36]: una etapa constructiva y una etapa de optimización.

En la primera etapa (etapa constructiva) se determinan los nodos candidatos para la instalación de BC utilizando un indicador de sensibilidad que mide la variación de las pérdidas de potencia activa del sistema ante los cambios de potencia reactiva en los nodos del sistema. Esto tiene como ventaja reducir el espacio de solución del problema.

La filosofía de esta etapa es encontrar los nodos que reduzcan en mayor medida las pérdidas al instalar en ellos BC. Lo anterior se logra haciendo uso de la relación de cambio entre las pérdidas de potencia activa del sistema y las inyecciones de potencia reactiva en los nodos, así:

$$\frac{\partial L_s}{\partial Q_k} \quad (3.1)$$

Donde L_S representa las pérdidas de potencia activa en el sistema y Q_k la potencia reactiva inyectada en el nodo k . L_S se define con la siguiente ecuación (desarrollada en [37]):

$$L_S = \sum_{i \in \Omega_{kE}} \sum_{j \in \Omega_{kE}} \left[\alpha_{ij} (P_i P_j + Q_i Q_j) + \beta_{ij} (Q_i P_j - P_i Q_j) \right] \quad (3.2)$$

En la ecuación (3.3), los factores α_{ij} y β_{ij} son:

$$\alpha_{ij} = \frac{r_{ij}}{V_{\min,i} V_{\min,j}} \cos(\theta_i - \theta_j) \quad (3.3)$$

$$\beta_{ij} = \frac{r_{ij}}{V_{\min,i} V_{\min,j}} \sen(\theta_i - \theta_j) \quad (3.4)$$

Donde r_{ij} es el elemento ij de R_{barra} (parte real de la matriz Z_{barra} del sistema).

Para el cálculo de los factores α_{ij} y β_{ij} se utiliza el valor de voltaje mínimo presentado en una de las fases de los nodos i y j , con esto se busca mejorar el perfil de tensión de los nodos teniendo en cuenta el valor de voltaje más bajo en cada uno de ellos.

Se aplica la derivada mostrada en la ecuación (3.1) a la ecuación (3.2), con lo que se obtiene lo siguiente:

$$\begin{aligned} \frac{\partial L_S}{\partial Q_k} = & 2\alpha_{kk} Q_k + \sum_{j \in \Omega_{kE}, j \neq k} (\alpha_{kj} Q_j + \beta_{kj} P_j) + \sum_{i \in \Omega_{kE}, i \neq k} (\alpha_{ik} Q_i - \beta_{ik} P_i) \\ & + \sum_{i \in \Omega_{kE}} \sum_{j \in \Omega_{kE}} \left[(P_i P_j + Q_i Q_j) \frac{\partial \alpha_{ij}}{\partial Q_k} + (Q_i P_j - P_i Q_j) \frac{\partial \beta_{ij}}{\partial Q_k} \right] \end{aligned} \quad (3.5)$$

Luego, se emplean las aproximaciones para α_{ij} , β_{ij} y las derivadas parciales utilizadas en [37] para simplificar la ecuación (3.5) y obtener:

$$\frac{\partial L_S}{\partial Q_k} = 2\alpha_{kk} Q_k + 2^* \sum_{j \in \Omega_{kE}, j \neq k} (\alpha_{kj} Q_j + \beta_{kj} P_j) \quad (3.6)$$

El indicador de sensibilidad que proporciona la razón de cambio entre las pérdidas de potencia activa del sistema y la potencia reactiva en el nodo k está dado por la ecuación (3.6).

Teniendo en cuenta lo anterior, los nodos candidatos para la instalación y cantidad máxima de BC se determina de la siguiente manera:

- a. Resolver el flujo de carga para el sistema sin BC.
- b. Calcular el índice de sensibilidad conforme a la ecuación (3.6) para cada uno de los nodos del sistema.
- c. Ordenar los factores de mayor a menor y seleccionar el primero de ellos, allí se instala un BC.
- d. Resolver el flujo de carga para el sistema teniendo en cuenta los BC instalados.
- e. Repetir los pasos b, c y d hasta que se alcance el límite máximo número de BC a instalar.

En la segunda etapa (etapa de optimización) se consideran las configuraciones encontradas en la etapa constructiva como variables de decisión y se realiza el proceso de optimización utilizando el AGCB, como el descrito en [35].

3.6.3. Construcción de la configuración inicial en el problema de ubicación y dimensionamiento de RT

La ubicación y dimensionamiento de RT requiere determinar los nodos y la posición de los taps para cada fase y en cada nivel de demanda de las unidades reguladoras de tensión.

Puesto que en cada nodo solamente se puede instalar un regulador, es posible utilizar una representación binaria. Las demás variables del proceso (tap de cada fase) son optimizadas de manera controlada. También debe tenerse en cuenta que cuando se ubica un regulador en determinado nodo del sistema, este debe ajustarse a una capacidad comercial disponible [38].

Similar al problema de ubicación y dimensionamiento de BC, el problema descrito en este numeral consta también de dos etapas: una etapa constructiva y una etapa de optimización.

En la primera etapa (etapa constructiva): En esta se determinan los nodos candidatos para la instalación de RT, y tipo de los mismos, utilizando un criterio de selección de nodos basado en la clasificación de los mismos en grupos según rangos de niveles de tensión, dicha selección propicia la selección de nodos cercanos a la subestación.

En esta etapa constructiva, la ubicación de un RT en un nodo se realiza clasificando a estos por su nivel de tensión, para lo cual se utiliza el valor de voltaje mínimo presentado en una de las fases de cada nodo, con lo que se busca mejorar el perfil de tensión de los nodos teniendo en cuenta el valor de voltaje más bajo en cada uno de ellos. Con base a cinco criterios (rangos de nivel de tensión) se realiza la clasificación de los nodos:

- a. Nodos entre 1 p.u. y $(V_{ref} - 0.02)$.
- b. Nodos entre $(V_{ref} - 0.02)$ y $V_{k,abc}^{mín}$.
- c. Nodos con nivel de tensión menor a $V_{k,abc}^{mín}$.
- d. Nodos con nivel de tensión mayor a $V_{k,abc}^{máx}$.
- e. Nodos entre V_{ref} y $V_{k,abc}^{máx}$.

La clasificación se debe hacer en la medida en que las condiciones de operación varíen. El proceso de selección es probabilístico; mayor posibilidad de selección se otorga a aquellas barras que se encuentren clasificadas dentro de los grupos de mayor importancia. Después de la preclasificación, el proceso de selección continúa verificando si existen violaciones al límite máximo de tensión (criterio d.), pues estas barras tienen la mayor probabilidad de ser seleccionadas.

En orden de probabilidad, para la selección continúa el criterio e.; nuevamente, se da prioridad a los nodos más cercanos a la fuente. Bajo la misma perspectiva, la siguiente prioridad en la clasificación se otorga al criterio a.; finalmente, y con igual probabilidad, se consideran los criterios b. y c.

La filosofía del método mencionado consiste en dar prioridad a los nodos más cercanos al nodo fuente, teniendo en cuenta que una mejora del perfil de tensión de un nodo cercano a la subestación trae consigo ventajas mayores, ya que esto repercute mejorando los perfiles de tensión de los nodos aguas abajo donde se instaló el RT. Sin embargo, aleatoriamente puede ser seleccionado cualquier nodo del sistema.

Teniendo en cuenta lo anterior, los nodos candidatos para la instalación y dimensionamiento de RT se determinan de la siguiente manera:

- a. Resolver el flujo de carga para el sistema sin RT.
- b. Realizar la clasificación de los nodos según los cinco criterios definidos.
- c. Elegir unos de los nodos aleatoriamente, teniendo en cuenta los factores de peso que posee cada uno los cinco criterios.
- d. Verificar que el nodo seleccionado no posea un RT instalado. Si el nodo posee un RT instalado, volver al paso c, sino instalar un RT en el nodo seleccionado y continuar.
- e. Resolver el flujo de carga para el sistema teniendo en cuenta los RT instalados.

Repetir los pasos b, c, d y e hasta que se alcance el límite máximo de número de RT a instalar.

En la segunda etapa (etapa de optimización) se consideran las configuraciones encontradas en la etapa constructiva como variables de decisión y se realiza el proceso de optimización utilizando el AGCB, como el descrito en [35].

3.6.4. Construcción de la configuración inicial en el problema de ubicación y dimensionamiento de BC y RT

La ubicación y dimensionamiento de BC y RT en un sistema se realiza de la siguiente forma:

- a. Inicialmente se ubican y dimensionan los BC que se instalarán en el sistema.
- b. Posteriormente se ubican y dimensionan los RT que se instalarán en el sistema teniendo en cuenta los BC que se establecieron en el paso a.

Para llevar a cabo lo anterior se hace uso de la construcción de configuraciones iniciales descritas en los numerales 3.6.2 y 3.6.3, sólo que se tiene en cuenta algo adicional, y es que los nodos candidatos a ubicar RT no pueden ser nodos donde previamente se hayan instalado BC.

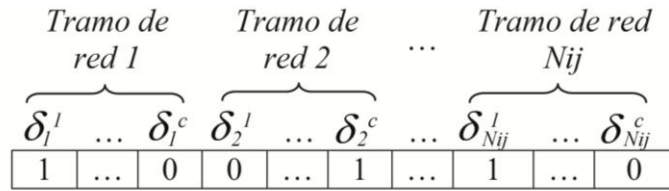
Teniendo en cuenta lo anterior, se pretende entonces que el problema de ubicación y dimensionamiento de BC y RT sea atacado inicialmente con la implementación de BC y posteriormente con la implementación de RT, para que el impacto económico correspondiente a la inversión de estos equipos no sea tan elevado. Sin embargo, se resalta que la metodología propuesta en este trabajo, si considera la ubicación y dimensionamiento de BC y RT simultáneamente como se explica en el capítulo 4 de este documento.

3.7. Codificación empleada

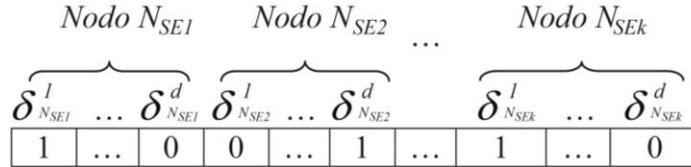
El vector codificación empleado se ilustra a continuación en tres partes: PPSD, BC y RT.

3.7.1. Codificación empleada para el PPSD

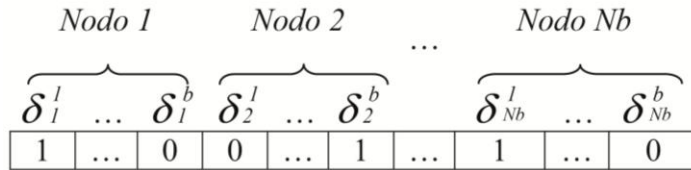
Para este trabajo se emplea un vector de variables binarias, el cual está dividido en tres subvectores como se puede observar en la figura 3.4.



(a) Codificación para conductores



(b) Codificación para subestaciones



(c) Codificación para balance de cargas

Figura 3.4. Esquema de codificación empleado para representar el PPSD

El primer vector contiene la información correspondiente a la ubicación y el tipo de conductor empleado, donde c representa el calibre empleado en el tramo de red ij (figura 3.4a). El segundo vector corresponde a la codificación empleada para representar la ubicación y capacidad de una subestación, donde d es el tipo de subestación (figura 3.4b). Finalmente el tercer vector almacena la información del balance de fases en los nodos del sistema, donde cada posición dentro de un mismo nodo corresponde a una secuencia de balance diferente (figura 3.4c).

3.7.2. Codificación empleada para el problema de ubicación y dimensionamiento de BC

Para este problema se implementa un vector de variables enteras, así:

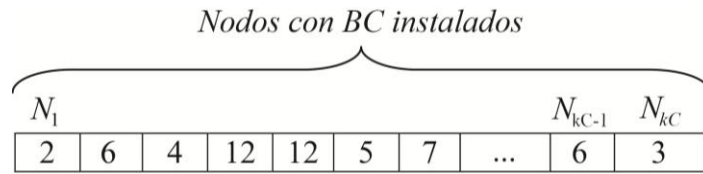


Figura 3.5. Esquema de codificación empleado para representar el problema de ubicación y dimensionamiento de BC

El vector de la figura 3.5 muestra a todos los nodos con BC instalados (desde N_1 hasta N_{kC}) y los valores de cada casilla representan las cantidades de unidades trifásicas instaladas en cada uno de ellos.

3.7.3. Codificación empleada para el problema de ubicación y dimensionamiento de RT

En este problema se implementa un vector de variables enteras, así:

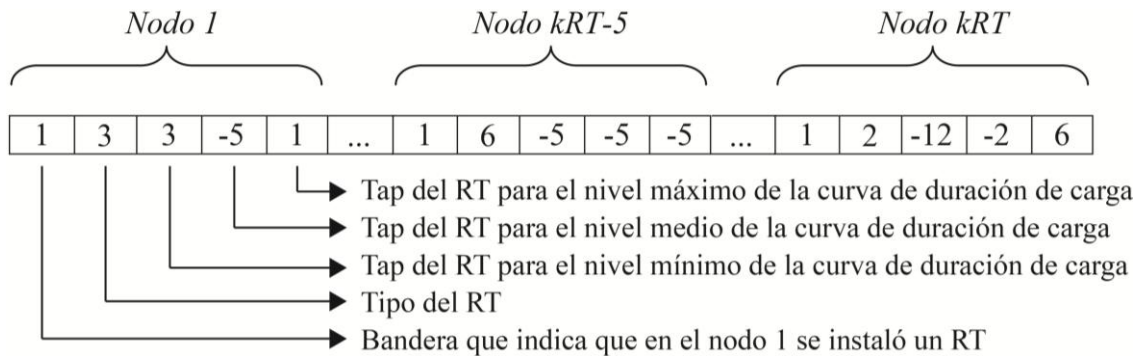


Figura 3.6. Esquema de codificación empleado para representar el problema de ubicación y dimensionamiento de RT

Para determinar los nodos candidatos para instalar RT, se realiza una clasificación por su nivel de tensión, para lo cual se utiliza el valor de voltaje mínimo presentado en una de las fases de cada nodo. Así mismo, el valor establecido de tap del RT instalado en el nodo k en un nivel de curva de duración de carga dado, es el mismo para cada una de las fases.

3.7.4. Codificación general empleada

El vector codificación empleado recopila lo explicado en los numerales 3.7.1 a 3.7.3 y se muestra a continuación:

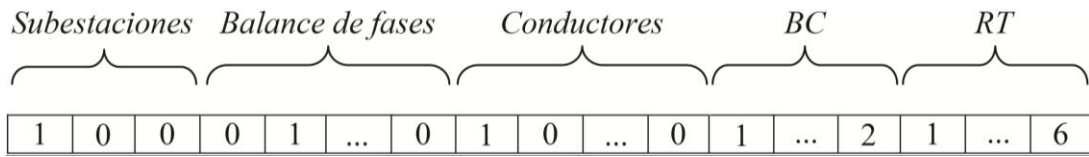


Figura 3.7. Vector codificación empleado para representar el PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de BC y RT

El vector de la figura 3.7 muestra la codificación general del PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de BC y RT. Dicho vector tiene el tamaño:

$$\begin{aligned} \text{Tamaño Vector codificación} = & N_{SE} * \text{Tipos Subestaciones} + N_{KE} * \text{Tipos Balance} \\ & + N_{ij} * \text{Tipos Conductores} + N_{kC} + N_{kRT} * (2 + \text{Niveles de energía}) \end{aligned}$$

3.8. Estructuras de vecindad

Los esquemas de vecindad empleados en este trabajo son la reconfiguración del sistema, el cambio de calibres, el cambio de capacidad de las subestaciones y el cambio de los valores de BC y/o RT. Como etapa de mejora local se emplea el balance óptimo de cargas con un AGCB.

3.8.1. Cambio de capacidad de las subestaciones

Para todos los subsistemas generados se evalúa la condición operativa de la subestación (usando un flujo de carga) y en caso de que se encuentre sobrecargada es asignado el valor de potencia nominal inmediatamente superior al nivel de sobrecarga; si aun así, la demanda más las pérdidas del subsistema es mayor a la capacidad de la subestación, es asignado el mayor valor de capacidad disponible para esta.

3.8.2. Cambio de calibre de los conductores

La estrategia de cambio de calibres selecciona un tramo de red y le aumenta o disminuye su calibre teniendo en cuenta la condición de red telescópica a lo largo del sistema:

```

Para todo subsistema hacer
    Determinar el conjunto de nodos finales
Fin para
Para todo  $i = 1$ : Nodos finales hacer
    Determinar la ruta desde el nodo final hasta la subestación
    Guardar ruta
Fin para
 $k \in \{1, N_{rutas}\}$ 
Seleccionar una ruta  $k$ 
Para todo  $i = 1$ : Número de líneas contenidas en la ruta  $k$  hacer
    Cambiar el calibre de la línea  $i$  tal que no se viole la condición de red telescópica
    Guardar línea  $i$ 
Fin para

```

Figura 3.8. Determinación de vecinos por cambio de calibre

3.8.3. Cambio de los valores de BC

La estrategia de cambio de valores de BC en forma básica pretende seleccionar uno o dos nodos de un subsistema dado y variar el número de BC instalados en ellos, intercambiar dichos números de bancos o quitarlos totalmente. Esta estrategia fue implementada según la figura 3.9.

En la figura 3.9, los valores para la variable *Método* representan las siguientes acciones:

- *Método* = 1, se disminuye el número de BC en cada fase del nodo i según el valor de la variable *Modificación*.
- *Método* = 2, se aumenta el número de BC en cada fase del nodo i según el valor de la variable *Modificación*.
- *Método* = 3, se intercambian los valores de los números de BC de los nodos i y j , cumpliendo la restricción de máximo número de BC que se pueden instalar en cada nodo.
- *Método* = 4, se retiran los BC del nodo i .

```

Para todo subsistema hacer
    Determinar el conjunto de nodos con BC instalados
Fin para
Para todo  $i = 1$ : Número de nodos con BC instalados
     $Método = \text{randi}\{1, 2, 3, 4\}$ 
    Sino si  $Método == 1$ 
         $Modificación = \text{randi}\{0, \dots, BC_{actual_i}\}$ 
         $BC_{nuevo_i} = BC_{actual_i} - Modificación$ 
    Sino si  $Método == 2$ 
         $Modificación = \text{randi}\{BC_{actual_i}, \dots, BC_{máximo_i}\}$ 
         $BC_{nuevo_i} = BC_{actual_i} + Modificación$ 
    Sino si  $Método == 3$ 
        Si Número de nodos con BC instalados  $> 1$ 
             $j = \text{randi}\{\text{Nodo con BC } 1, \dots, \text{Nodo con BC final}\}$ 
            Mientras  $j == i$  hacer
                 $j = \text{randi}\{\text{Nodo con BC } 1, \dots, \text{Nodo con BC final}\}$ 
            Fin mientras
            Si  $BC_{actual_j} \leq BC_{máximo_i}$  y  $BC_{actual_i} \leq BC_{máximo_j}$ 
                 $BC_{nuevo_i} = BC_{actual_j}$ 
                 $BC_{nuevo_j} = BC_{actual_i}$ 
            Fin si
        Fin si
    Sino
         $BC_{nuevo_i} = 0$ 
    Fin si
Fin para

```

Figura 3.9. Determinación de vecinos por cambio de los valores de BC

3.8.4. Cambio de los valores de RT

La estrategia de cambio de valores de BC en forma básica pretende seleccionar uno o dos nodos de un subsistema dado y variar el número de BC instalados en ellos, intercambiar dichos números de bancos o quitarlos totalmente. Esta estrategia fue implementada según la figura 3.10.

En la figura 3.10, los valores para las variables *Método1*, *Método2* y *Método3* representan las siguientes acciones:

- *Método1* = 1, se modifican las posiciones de los taps de los RT instalados en el nodo i .
- *Método1* = 2, se modifican los tipos de RT (capacidades) instalados en el nodo i .

- $Método2 = 1$, se disminuye en uno el valor de las posiciones de los taps de los RT instalados en cada una de las fases f del nodo i .
- $Método2 = 2$, se incrementa en uno el valor de las posiciones de los taps de los RT instalados en cada una de las fases f del nodo i .
- $Método2 = 3$, no se modifican los valores de las posiciones de los taps de los RT instalados en cada una de las fases f del nodo i .
- $Método3 = 1$, se disminuye en uno el tipo de los RT (disminución de capacidad) instalados en el nodo i .
- $Método3 = 2$, se incrementa en uno el tipo de los RT (aumento de capacidad) instalados en el nodo i .

3.8.5. Reconfiguración topológica de la red

Se consideran dos posibilidades cuando se aplica una estrategia de reconfiguración:

- Puede darse la reconfiguración en el sistema perteneciente a una única subestación; cuando esto sucede es creada una malla a través de la entrada de una línea desconectada y como acto seguido la malla es abierta a través de la apertura de cualquiera de las líneas contenidas en ella, excepto aquella que acaba de entrar.
- Puede darse a través de la transferencia de nodos de un subsistema a otro, es decir, que es abierta una línea perteneciente al subsistema A y los nodos que han sido temporalmente aislados son transferidos al subsistema B, a través del cierre de una línea que se encontraba abierta y que tiene como nodo de envío alguno de los nodos contenidos en el subsistema B.

En este trabajo se emplean dos estrategias de reconfiguración topológica de la red:

- Reconfiguración por diferencial de potencial:
La reconfiguración empleando la diferencia de tensión proporciona de alguna manera un indicador de sensibilidad que identifica cual es el estado actual de los nodos, en relación con la magnitud de tensión que presentan bajo la configuración actual (ver figura 3.11).
- Reconfiguración aleatoria:
La reconfiguración aleatoria selecciona una de las líneas conectadas de la configuración actual y la saca de operación. Luego, son buscadas en todas las posibles líneas desconectadas aquellas que podrían reconectar la isla generada. Una vez estas son identificadas, de forma aleatoria es

seleccionada una de ellas y puesta en funcionamiento, con lo que cada subsistema queda nuevamente conectado.

```

Para todo subsistema hacer
    Determinar el conjunto de nodos con RT instalados
Fin para
Para todo  $i = 1$ : Número de nodos con RT instalados
     $Método1 = \text{randi}\{1, 2\}$ 
    Si  $Método1 = 1$ 
         $Método2 = \text{randi}\{1, 2, 3\}$ 
        Si  $Método2 == 1$ 
            Para todo  $f = 1:3$ 
                Si  $\text{TapRTactual}_{if} \geq 0$ 
                     $\text{TapRTnuevo}_{if} = \text{TapRTactual}_{if} - 1$ 
                Sino
                     $\text{TapRTnuevo}_{if} = \text{TapRTactual}_{if} + 1$ 
                Fin si
            Fin para
        Sino si  $Método2 == 2$ 
            Para todo  $f = 1:3$ 
                Si  $\text{TapRTactual}_{if} \geq 0$ 
                    Si  $\text{MaxTapDisponible} - \text{TapRTactual}_{if} > 0$ 
                         $\text{TapRTnuevo}_{if} = \text{TapRTactual}_{if} + 1$ 
                    Fin si
                Sino
                    Si  $\text{MinTapDisponible} - \text{TapRTactual}_{if} < 0$ 
                         $\text{TapRTnuevo}_{if} = \text{TapRTactual}_{if} - 1$ 
                    Fin si
            Fin si
        Fin para
    Fin si
    Sino
         $Método3 = \text{randi}\{1, 2\}$ 
        Si  $Método3 == 1$ 
            Si  $\text{TipoRTactual}_i > 1$ 
                 $\text{TipoRTnuevo}_i = \text{TipoRTactual}_i - 1$ 
            Fin si
        Sino
            Si  $\text{TipoRTactual}_i < \text{MaxTipoRTDisponible}$ 
                 $\text{TipoRTnuevo}_i = \text{TipoRTactual}_i + 1$ 
            Fin si
        Fin si
    Fin si
Fin para

```

Figura 3.10. Determinación de vecinos por cambio de los valores de RT

```

Para todo subsistema hacer
    Evaluar flujo de carga trifásico
    Asignar como magnitud de la tensión del nodo el  $\min \{|V_a|, |V_b|, |V_c|\}$ 
Fin para
Crear una lista de todas las líneas desconectadas
 $|\Delta V| = 0$ 
Candidata =  $\emptyset$ 
Para todo  $i = 1$ : Número de líneas desconectadas hacer
    Determinar el  $|\Delta V_i|$  entre el nodo de envío y el nodo de recibo
    Si  $|\Delta V_i| \geq |\Delta V|$  entonces
         $|\Delta V| = |\Delta V_i|$ 
        Candidata =  $i$ 
    Fin si
Fin para
Si  $\Delta V_{envío} \geq \Delta V_{recibo}$  entonces
    Entra la línea contenida en Candidata y sale la línea que conecta el nodo de recibo
Si no
    Entra la línea contenida en Candidata y sale la línea que conecta el nodo de envío
Fin si

```

Figura 3.11. Determinación de vecinos por diferencial de tensión

3.9. Mejora local - Balance de fases

El esquema de balance de fases es empleado en este trabajo como una estrategia de mejora local de cada individuo generado por las estrategias de reconfiguración y cambio de calibre. Para cada vecino es aplicado un AGCB para balance óptimo de cargas, como el presentado en [35].

3.10. Criterios de parada

El ABT desarrollado cuenta con dos criterios de parada; uno para la búsqueda local y otro para la búsqueda global. Para la búsqueda local son empleados un máximo número de iteraciones y un parámetro denominado parador local, con lo cual la búsqueda local puede terminar si cualquiera de estas condiciones se cumple:

- Si pasado un número de iteraciones la incumbente local no ha mejorado, el parador local interrumpe el proceso.
- Si se ha cumplido el máximo número de iteraciones en la búsqueda local.

En la búsqueda local es empleado un concepto diferente, es decir, para cada combinación de subestaciones capaz de atender la demanda del sistema, se realizan dos búsquedas globales que se diferencian fundamentalmente en el algoritmo heurístico constructivo empleado. Cada búsqueda global termina sólo cuando la búsqueda local salga por cualquiera de los dos criterios anteriores. Esto quiere decir que en la lista élite global son almacenadas todas las mejores soluciones encontradas en las búsquedas locales, con lo que la mejor respuesta corresponde a la mejor solución contenida en la lista élite global.

Capítulo 4

Metodología propuesta

En este capítulo se presentan las metodologías propuestas del ABT aplicado a cuatro escenarios:

- Escenario 1: PPSD.
- Escenario 2: PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de BC.
- Escenario 3: PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de RT.
- Escenario 4: PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de BC y RT.

La propuesta de integrar el PPSD con los problemas de ubicación y dimensionamiento de BC y RT es resolver este conjunto de problemas de forma simultánea. Aunque el numeral 3.6.4 muestre que la creación de la configuración inicial del problema de ubicación y dimensionamiento de BC y RT se realiza en dos pasos, el ABT integra estos dos problemas con el PPSD y permite resolver este conjunto de forma simultánea como se muestra en los siguientes numerales.

4.1. Aplicación del ABT al PPSD

Para implementar el ABT en el PPSD se hace uso del proceso explicado en el numeral 3.3, donde la creación de la configuración inicial está dada por el procedimiento del numeral 3.6.1. También son incluidas, en la búsqueda local, las estructuras de vecindad explicadas en los numerales 3.8.1, 3.8.2 y 3.8.5, donde a cada vecino se le realiza una mejora local según el numeral 3.9.

El diagrama de la figura 4.1 muestra como es el proceso de implementación del ABT en el PPSD:

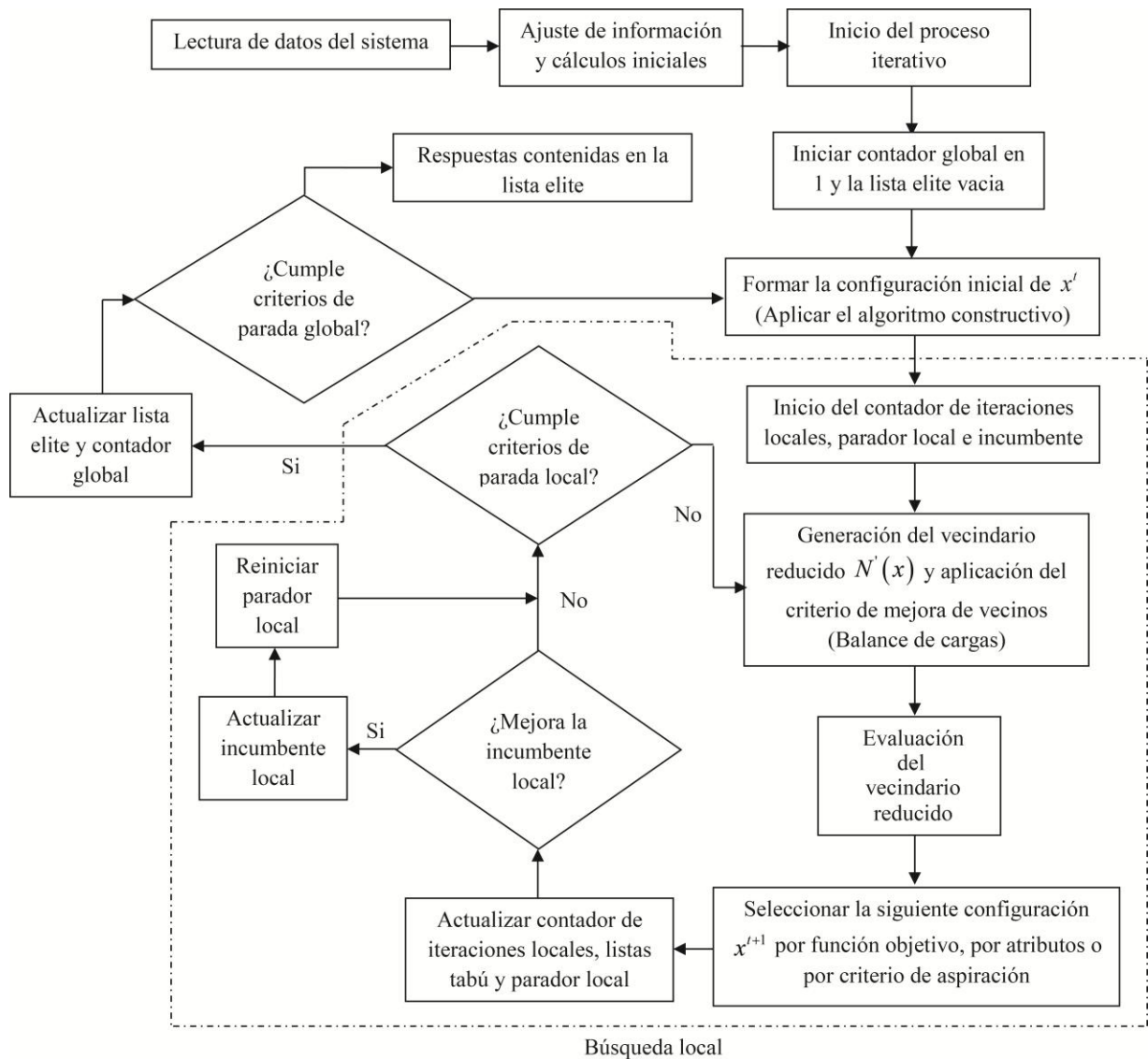


Figura 4.1. Diagrama de flujo del ABT aplicado al PPSD

4.2. Aplicación del ABT al PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de BC

La implementación del ABT en el PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de BC se basa en el proceso del numeral 3.3, donde la creación de la configuración inicial está dada por el procedimiento del numeral 3.6.1. A dicha configuración inicial se le realiza la ubicación y dimensionamiento de BC según el numeral 3.6.2. En el proceso de búsqueda local son incluidas las

estructuras de vecindad explicadas en los numerales 3.8.1 a 3.8.3 y 3.8.5, donde a cada vecino se le realiza una mejora local según el numeral 3.9.

La figura 4.2 muestra el proceso de aplicación del ABT al PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de BC:

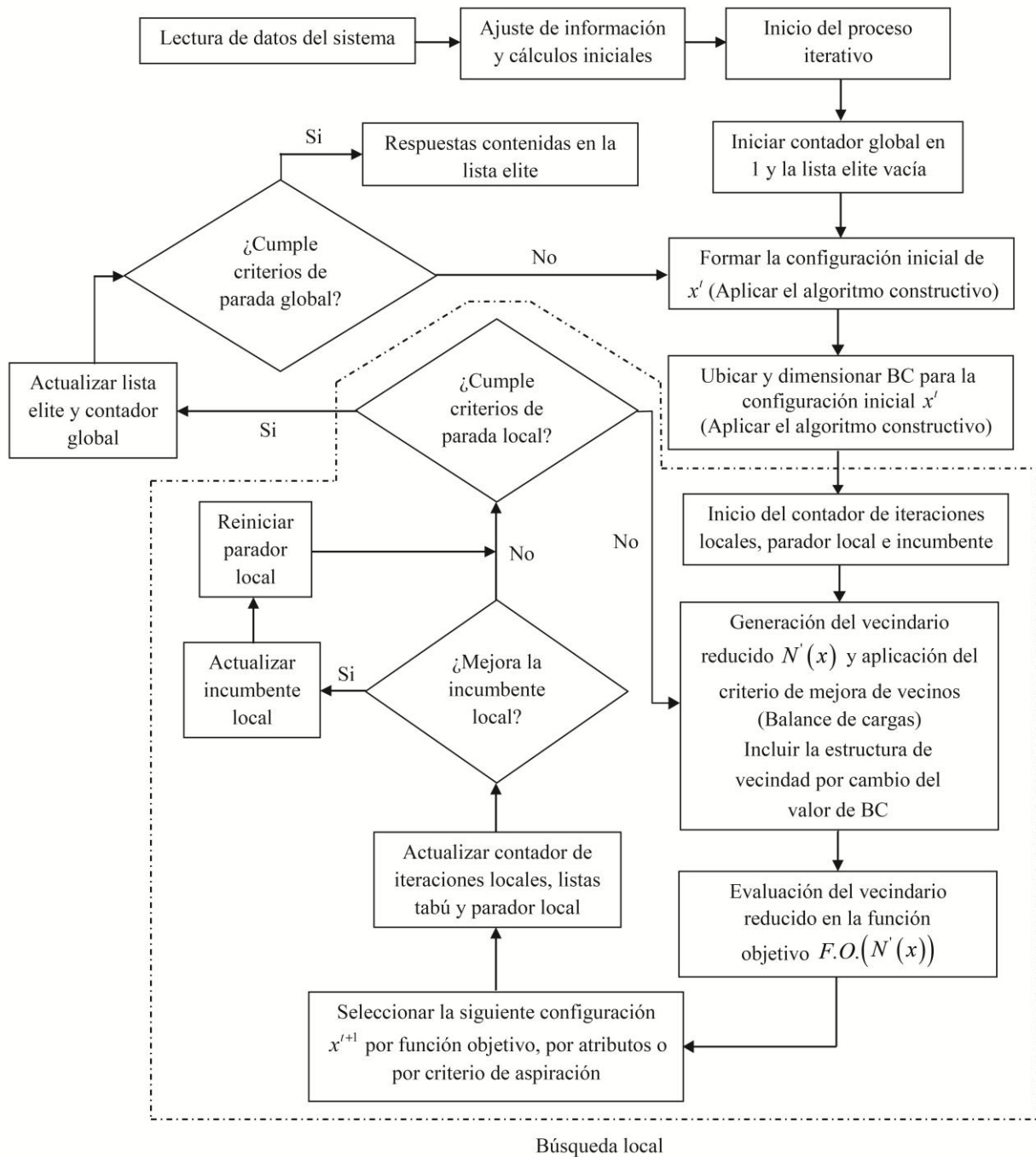


Figura 4.2. Diagrama de flujo del ABT aplicado al PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de BC

4.3. Aplicación del ABT al PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de RT

Para implementar el ABT en el PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de RT se hace uso del proceso del numeral 3.3; aquí, la creación de la configuración inicial está dada por el procedimiento del numeral 3.6.1. Posteriormente, son ubicados y dimensionados los RT según el numeral 3.6.3. Se incluyen, en la búsqueda local, las estructuras de vecindad explicadas en los numerales 3.8.1, 3.8.2, 3.8.4 y 3.8.5, donde cada vecino sufre una mejora local según el numeral 3.9.

El diagrama de la figura 4.3 muestra como es el proceso de implementación del ABT en el PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de RT:

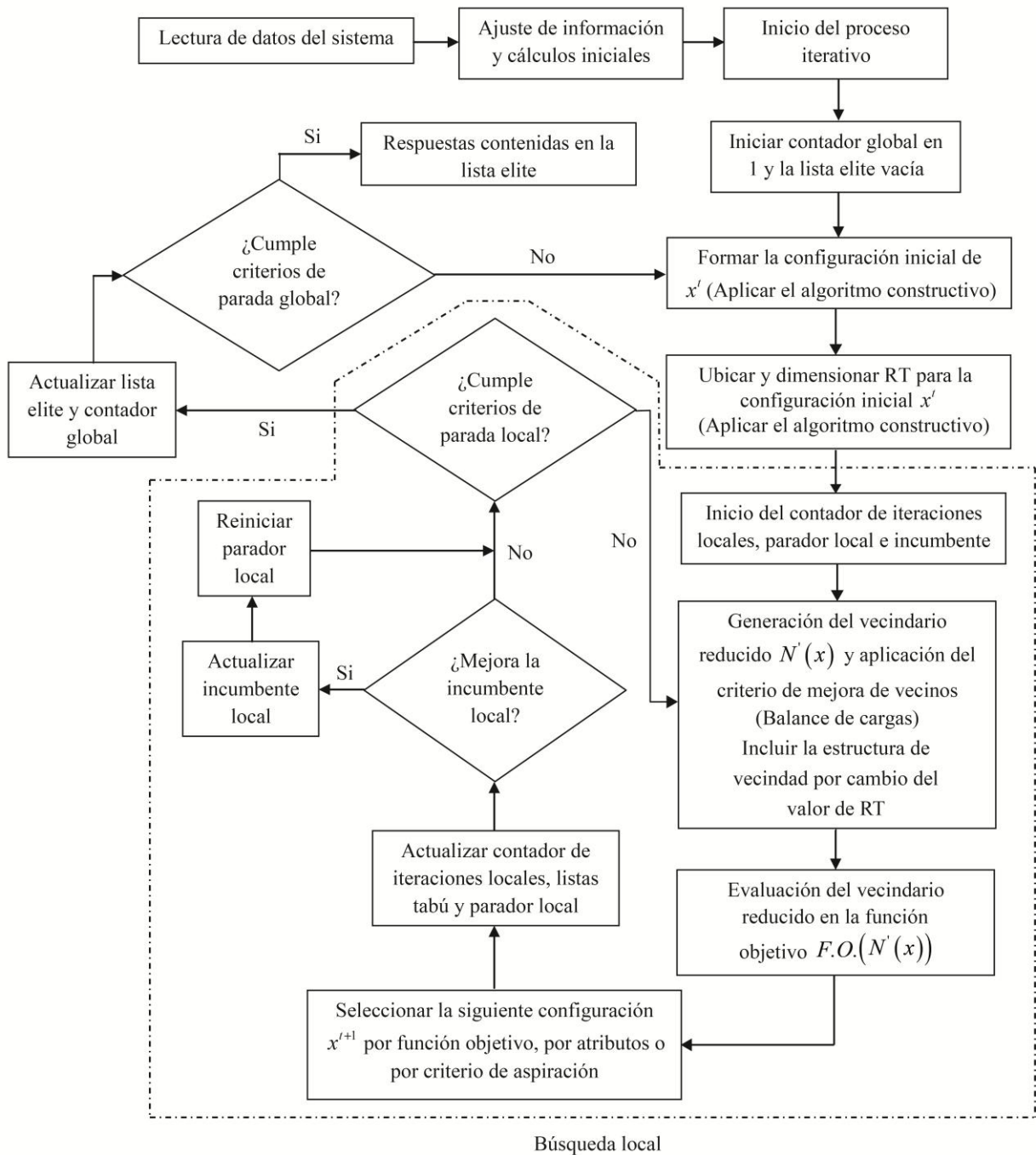


Figura 4.3. Diagrama de flujo del ABT aplicado al PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de RT

4.4. Aplicación del ABT al PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de BC y RT

La implementación del ABT en el PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de BC y RT se basa en el proceso del numeral 3.3, donde la creación de la configuración inicial está dada por el procedimiento del numeral 3.6.1. A dicha configuración inicial se le realiza la ubicación y dimensionamiento de BC y RT según el numeral 3.6.4. En el proceso de búsqueda local son incluidas las estructuras de vecindad explicadas en los numerales 3.8.1 a 3.8.5, donde a cada vecino se le realiza una mejora local según el numeral 3.9.

La figura 4.4 muestra el proceso de aplicación del ABT al PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de BC y RT:

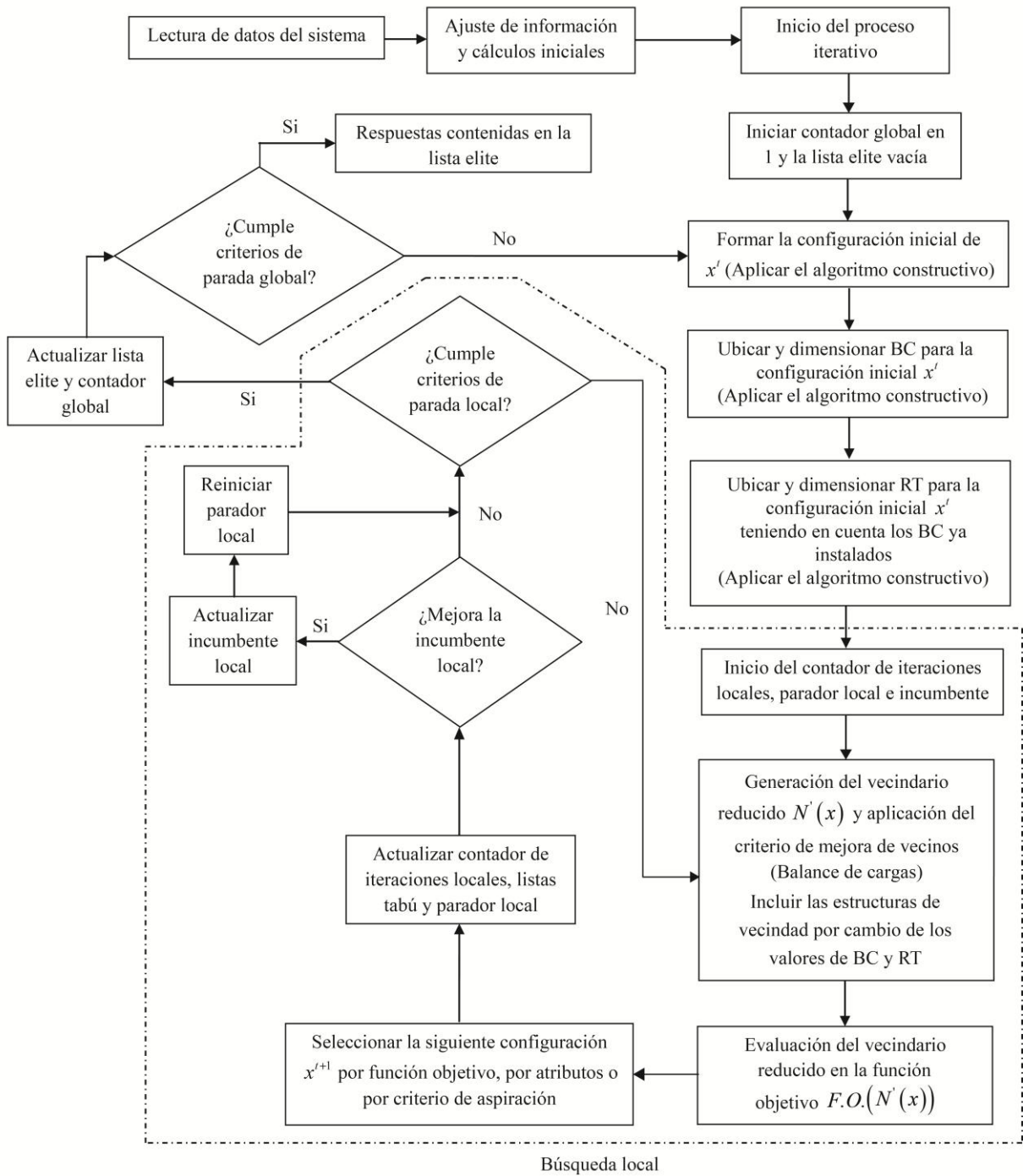


Figura 4.4. Diagrama de flujo del ABT aplicado al PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de BC y RT

Capítulo 5

Aplicación y resultados

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos a través de la implementación de las metodologías descritas en el capítulo 4.

El primer sistema empleado es una modificación del sistema IEEE 37 nodos [39], el cual es un sistema trifásico desbalanceado y corresponde a uno de los sistemas típicos para evaluar ubicación de BC, realizar estudios de balance de fases y reducción de pérdidas técnicas, entre otros. Se adicionaron 27 tramos de red y 8 nodos, entre los cuales se encuentra una nueva subestación. Para este caso, se considera que ningún elemento o tramo de red del sistema existe.

El segundo sistema empleado es una modificación del sistema de 70 nodos presentado en [40] para un estudio de reconfiguración. Se adicionaron 17 tramos de red y un nodo, el cual es una subestación propuesta.

Los datos de carga y topología de los dos sistemas de prueba se encuentran en el anexo de este trabajo.

Las metodologías desarrolladas se implementan en cuatro escenarios:

- Escenario 1: PPSD.
- Escenario 2: PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de BC.
- Escenario 3: PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de RT.
- Escenario 4: PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de BC y RT.

5.1. Aspectos generales empleados

En las tablas 5.1 a 5.8 se presentan los aspectos generales empleados en ambos sistemas:

Tabla 5.1. Costos, tasas de interés y parámetros utilizados

Parámetro	Valor
Máxima variación de tensión	5 %
Tasa de interés	10 %
Tasa crecimiento del costo de la energía	2 %

Parámetro	Valor
Máximo número de unidades trifásicas de BC por nodo	12
Máximo número de unidades trifásicas de BC por subsistema	40
Máximo número de unidades monofásicas de RT por nodo	3
Máximo número de unidades monofásicas de RT por subsistema	9
Costo del balance de fases	US\$ 8
Costo de la energía	240 US\$/MWh
Periodo de estudio considerado	20 años

Tabla 5.2. Costos asociados a los tipos de conductor

Tipo	Corriente máxima [A]	Costos de instalación y aumento de calibre [US\$/km]					
		20.000	23.000	37.000	40.000	58.000	76.000
1	150	20.000	23.000	37.000	40.000	58.000	76.000
2	250	---	30.000	30.000	35.000	50.000	66.000
3	350	---	---	42.000	29.000	43.000	53.000
4	400	---	---	---	50.000	35.000	45.000
5	500	---	---	---	---	67.000	38.000
6	600	---	---	---	---	---	85.000

En la tabla 5.2, el elemento ii de la matriz corresponde al valor de instalar un tramo de red con el tipo de calibre i . El elemento ij de la matriz corresponde al costo de cambiar el calibre tipo i al calibre tipo j de un tramo de red.

Tabla 5.3. Tipo y costo de los BC

Valor unidad trifásica [kVAr]	Costo de la unidad [US\$]
150	1.316,81

Tabla 5.4. Tipos y costos de los RT

Potencia nominal de la unidad monofásica [kVA]	R [Ohm]	X [Ohm]	Costo de la unidad [US\$]
72	0,00	2.645,00	1.200,59
144	0,00	1.322,50	2.101,03
288	0,00	661,25	2.881,41
333	0,00	571,89	3.841,88
416	0,00	457,79	4.502,20
432	0,00	440,83	4.502,20
500	0,00	380,88	4.682,29
576	0,00	330,63	5.102,50
667	0,00	285,52	5.222,56

Potencia nominal de la unidad monofásica [kVA]	R [Ohm]	X [Ohm]	Costo de la unidad [US\$]
720	0,00	264,50	5.402,64
833	0,00	228,62	5.702,79

Tabla 5.5. Modelado de la carga

Tipo modelado de carga	Valor
Impedancia constante	20 %
Corriente constante	0 %
Potencia constante	80 %

Tabla 5.6. Parámetros del ABT

Parámetro	Valor
Generaciones	1000 iteraciones
Búsqueda local	100 iteraciones
Búsqueda global	8 iteraciones

Tabla 5.7. Parámetros del AGCB

Parámetro	Valor
Número de individuos	4 - 10
Tasa de mutación	80 %
Tasa de cruce	100 %
Puntos de cruce	1
Generaciones	30

Tabla 5.8. Duración de los niveles de la curva de duración de la carga

Nivel	Carga	Duración [h]
1	Máximo	1.000
2	Media	6.760
3	Mínima	1.000

5.2. Sistema de prueba 1

El sistema de prueba 1 (sistema IEEE 37 nodos modificado) se presenta en la figura 5.1. Como se había mencionado anteriormente, este sistema no posee elementos o tramos de red existentes, por lo que la totalidad de su topología se representa en línea discontinua. Los cuadrados corresponden a posibles ubicaciones de subestaciones, mientras que los círculos son nodos.

Este es un sistema que posee diferentes tipos de cargas, las cuales están conectadas en delta. Dicho sistema posee un nivel de tensión nominal de 14,40 kV y una demanda total de 28,76 kVA.

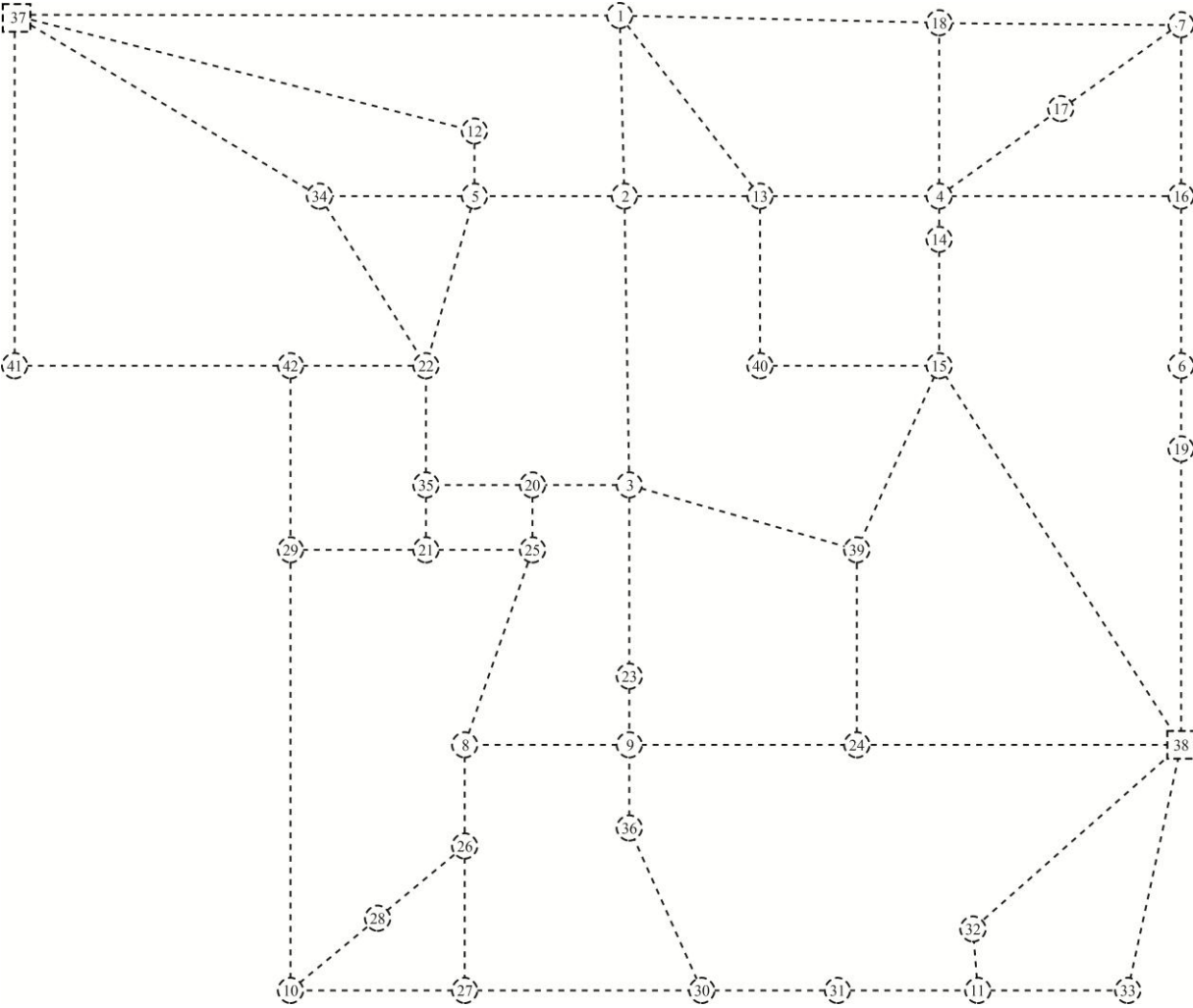


Figura 5.1. Topología del sistema de prueba 1

5.2.1. Resultados obtenidos al resolver el escenario 1

Al aplicar la metodología descrita en el numeral 4.1 es obtenida la configuración presentada en la figura 5.2, donde cada tramo de red se ilustra con su respectivo tipo de calibre:

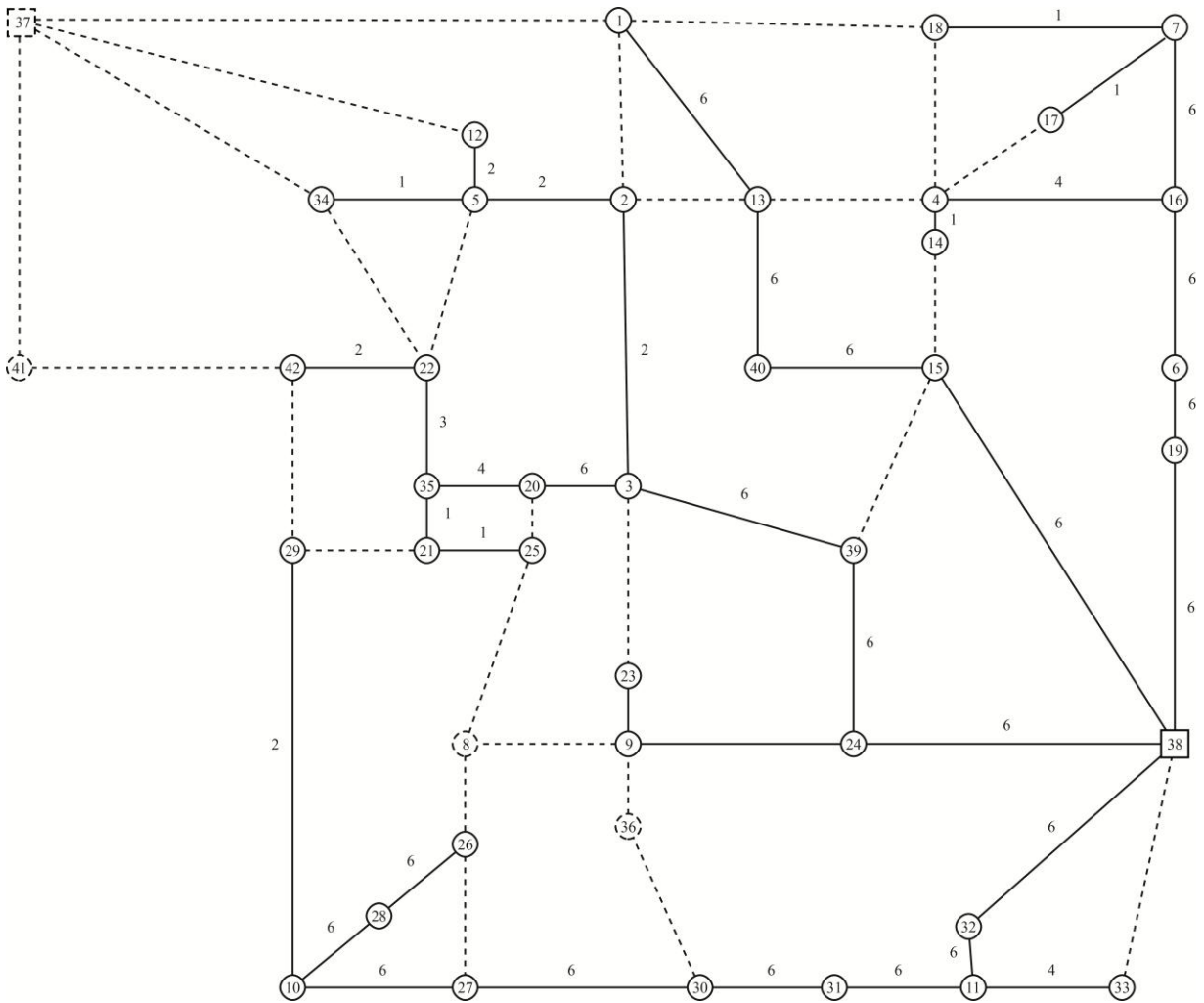


Figura 5.2. Configuración final obtenida al aplicar el ABT al escenario 1 en el sistema de prueba 1

En las tablas 5.9 y 5.10 se presentan la cantidad de calibres y los tipos de subestaciones empleados en la solución obtenida, respectivamente:

Tabla 5.9. Cantidad de calibres empleados por la solución del escenario 1 en el sistema de prueba 1

Tipo de conductor	Número de tramos de red
1	6
2	7
3	1
4	3
5	0
6	20

Tabla 5.10. Tipo de subestaciones empleadas por la solución del escenario 1 en el sistema de prueba 1

Nodo de la subestación	Tipo de la subestación
38	3

Los costos globales de esta solución se presentan en la tabla 5.11, donde todos los costos están en valor presente. El CAUE para esta solución es US\$ 624.902,95.

Tabla 5.11. Costos desagregados de la solución del escenario 1 en el sistema de prueba 1

Costos globales [US\$]	
Pérdidas	811.233,50
Subestaciones	4.050.000,00
Conductores	456.809,47
Balance	280,00
Total	5.318.322,97

5.2.2. Resultados obtenidos al resolver el escenario 2

Implementada la metodología descrita en el numeral 4.2, es obtenida la configuración presentada en la figura 5.3, donde se ilustra cada tramo de red con su respectivo tipo de calibre y los nodos donde se instalaron BC:

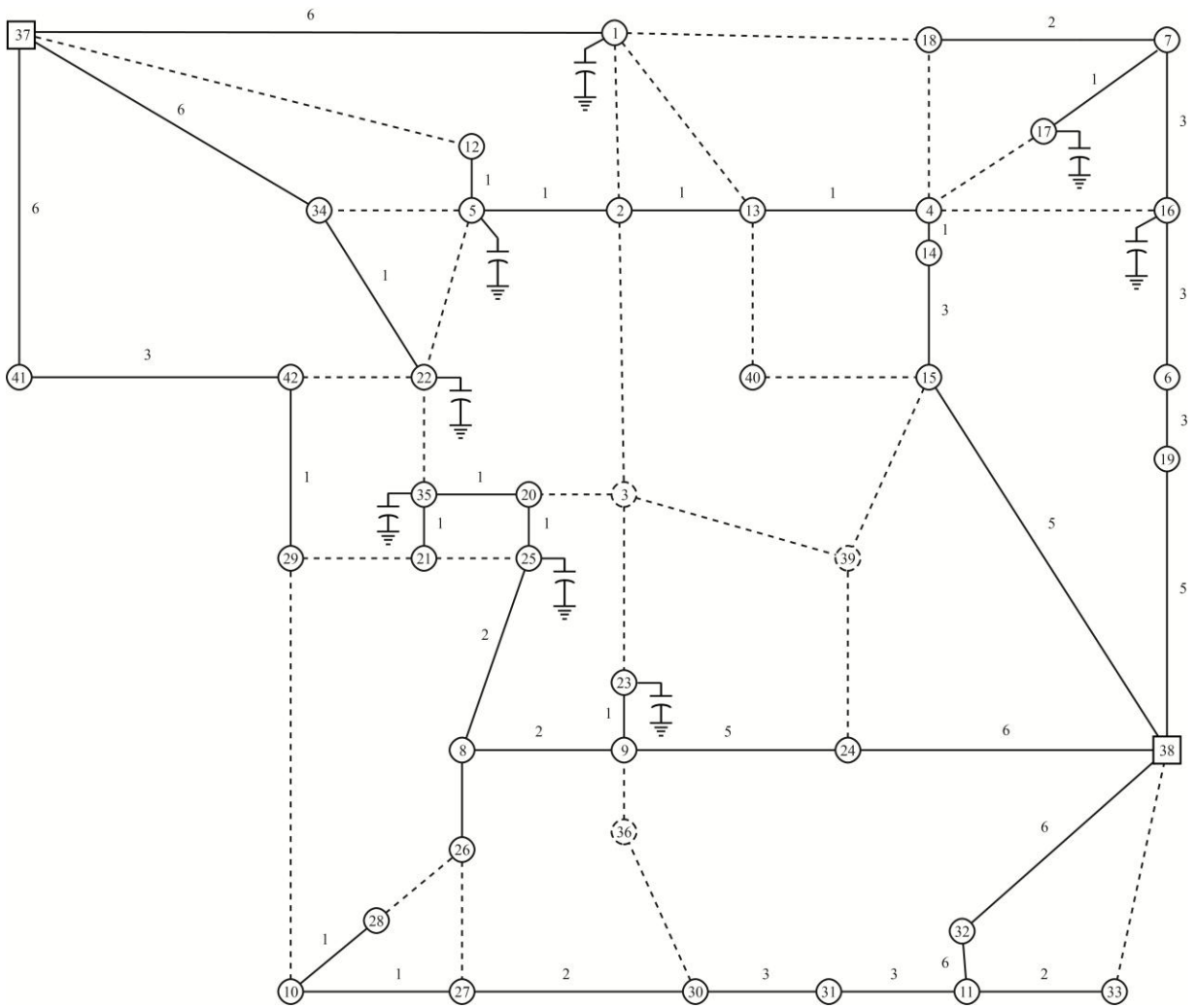


Figura 5.3. Configuración final obtenida al aplicar el ABT al escenario 2 en el sistema de prueba 1

Las tablas 5.12, 5.13 y 5.14 presentan la cantidad de calibres, los tipos de subestaciones y los BC instalados en la solución obtenida, respectivamente:

Tabla 5.12. Cantidad de calibres empleados por la solución del escenario 2 en el sistema de prueba 1

Tipo de conductor	Número de tramos de red
1	16
2	5
3	6
4	0
5	3
6	6

Tabla 5.13. Tipo de subestaciones empleadas por la solución del escenario 2 en el sistema de prueba 1

Nodo de la subestación	Tipo de la subestación
37	1
38	2

Tabla 5.14. Cantidad de BC empleados por la solución del escenario 2 en el sistema de prueba 1

Nodo	Cantidad de unidades trifásicas de BC instaladas	Compensación [kVAr]
1	9	1.350
5	2	300
16	1	150
17	1	150
22	1	150
23	2	300
25	1	150
35	3	450

Los costos globales de esta solución se presentan en la tabla 5.15, donde todos los costos están en valor presente. El CAUE para esta solución es US\$ 568.984,87.

Tabla 5.15. Costos desagregados de la solución del escenario 2 en el sistema de prueba 1

Costos globales [US\$]	
Pérdidas	406.131,36
Subestaciones	4.050.000,00
Conductores	359.676,83
Bancos de condensadores	263.36,20
Balance	280,00
Total	4.842.424,39

5.2.3. Resultados obtenidos al resolver el escenario 3

Al implementar la metodología descrita en el numeral 4.3 se obtiene la configuración presentada en la figura 5.4, donde se ilustra cada tramo de red con su respectivo tipo de calibre y los nodos donde se instalaron RT:

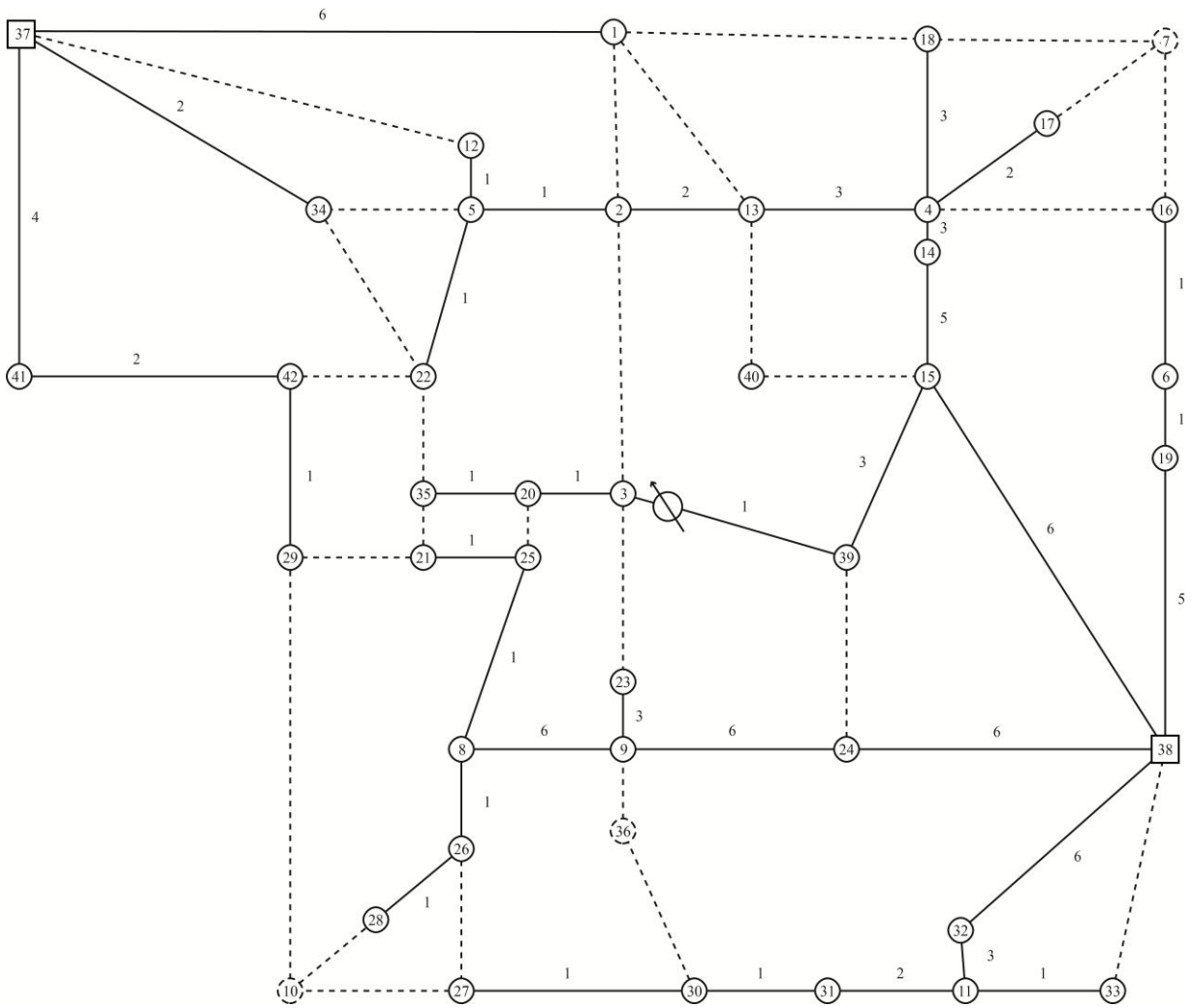


Figura 5.4. Configuración final obtenida al aplicar el ABT al escenario 3 en el sistema de prueba 1

Las tablas 5.16, 5.17 y 5.18 presentan la cantidad de calibres, los tipos de subestaciones y las características de los RT instalados en la solución obtenida, respectivamente:

Tabla 5.16. Cantidad de calibres empleados por la solución del escenario 3 en el sistema de prueba 1

Tipo de conductor	Número de tramos de red
1	16
2	5
3	6
4	1
5	2
6	6

Tabla 5.17. Tipo de subestaciones empleados por la solución del escenario 3 en el sistema de prueba 1

Nodo de la subestación	Tipo de la subestación
37	1
38	2

Tabla 5.18. Características de los RT empleados por la solución del escenario 3 en el sistema de prueba 1

Nodo	Tipo de los RT instalados	Tap en el nivel 1 de la curva de duración de carga	Tap en el nivel 2 de la curva de duración de carga	Tap en el nivel 3 de la curva de duración de carga
3	1	-16	-16	-16

Los costos globales de esta solución se presentan en la tabla 5.19, donde todos los costos están en valor presente. El CAUE para esta solución es US\$ 574.154,22.

Tabla 5.19. Costos desagregados de la solución del escenario 3 en el sistema de prueba 1

Costos globales [US\$]	
Pérdidas	481.207,83
Subestaciones	4.050.000,00
Conductores	351.385,31
Reguladores de tensión	3.601,76
Balance	224,00
Total	4.886.418,90

5.2.4. Resultados obtenidos al resolver el escenario 4

Con la implementación de la metodología descrita en el numeral 4.4 se obtiene la configuración presentada en la figura 5.5, donde se ilustra cada tramo de red con su respectivo tipo de calibre y los nodos donde se instalaron BC y RT:

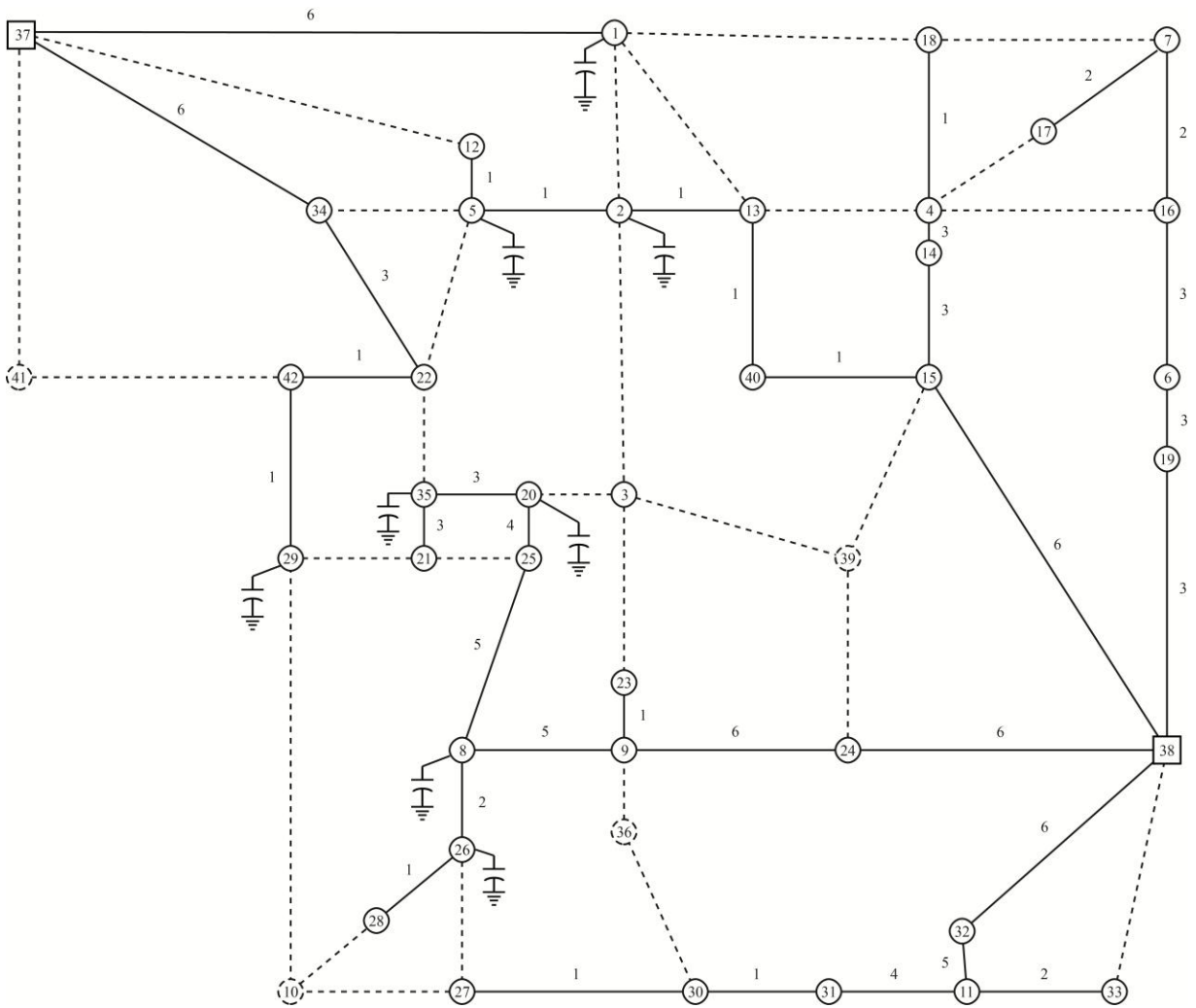


Figura 5.5. Configuración final obtenida al aplicar el ABT al escenario 4 en el sistema de prueba 1

En las tablas 5.20, 5.21 y 5.22 se presentan las cantidades de calibres, los tipos de subestaciones, los BC instalados y las características de los RT implementados en la solución obtenida, respectivamente:

Tabla 5.20. Cantidad de calibres empleados por la solución del escenario 4 en el sistema de prueba 1

Tipo de conductor	Número de tramos de red
1	12
2	4
3	8
4	2
5	3
6	6

Tabla 5.21. Tipo de subestaciones empleados por la solución del escenario 4 en el sistema de prueba 1

Nodo de la subestación	Tipo de la subestación
37	1
38	2

Tabla 5.22. Cantidad de BC empleados por la solución del escenario 4 en el sistema de prueba 1

Nodo	Cantidad de unidades trifásicas de BC instaladas	Compensación [kVAr]
1	9	1.350
2	2	300
5	1	150
8	1	150
25	1	150
26	1	150
29	1	150
35	1	150

Los costos globales de esta solución son presentados en la tabla 5.23, dichos costos están en valor presente. El CAUE para esta solución es US\$ 568.464,25.

Tabla 5.23. Costos desagregados de la solución del escenario 4 en el sistema de prueba 1

Costos globales [US\$]	
Pérdidas	428.359,81
Subestaciones	4.050.000,00
Conductores	337.016,01
Bancos de condensadores	22.385,77
Reguladores de tensión	0,00
Balance	232,00
Total	4.837.993,60

5.3. Sistema de prueba 2

El sistema de prueba 2 (sistema de 70 nodos modificado) es presentado en la figura 5.6. Este sistema posee 15 tramos de red existentes (línea continua) en calibre tipo 1. También posee una subestación tipo 1 existente en el nodo 1. Los cuadrados corresponden a ubicaciones de subestaciones, mientras que los círculos son nodos.

Este es un sistema que posee diferentes tipos de cargas, las cuales están conectadas en estrella. Dicho sistema posee un nivel de tensión nominal de 23,90 kV, una demanda existente de 13,97 kVA y una nueva de 61,77 kVA.

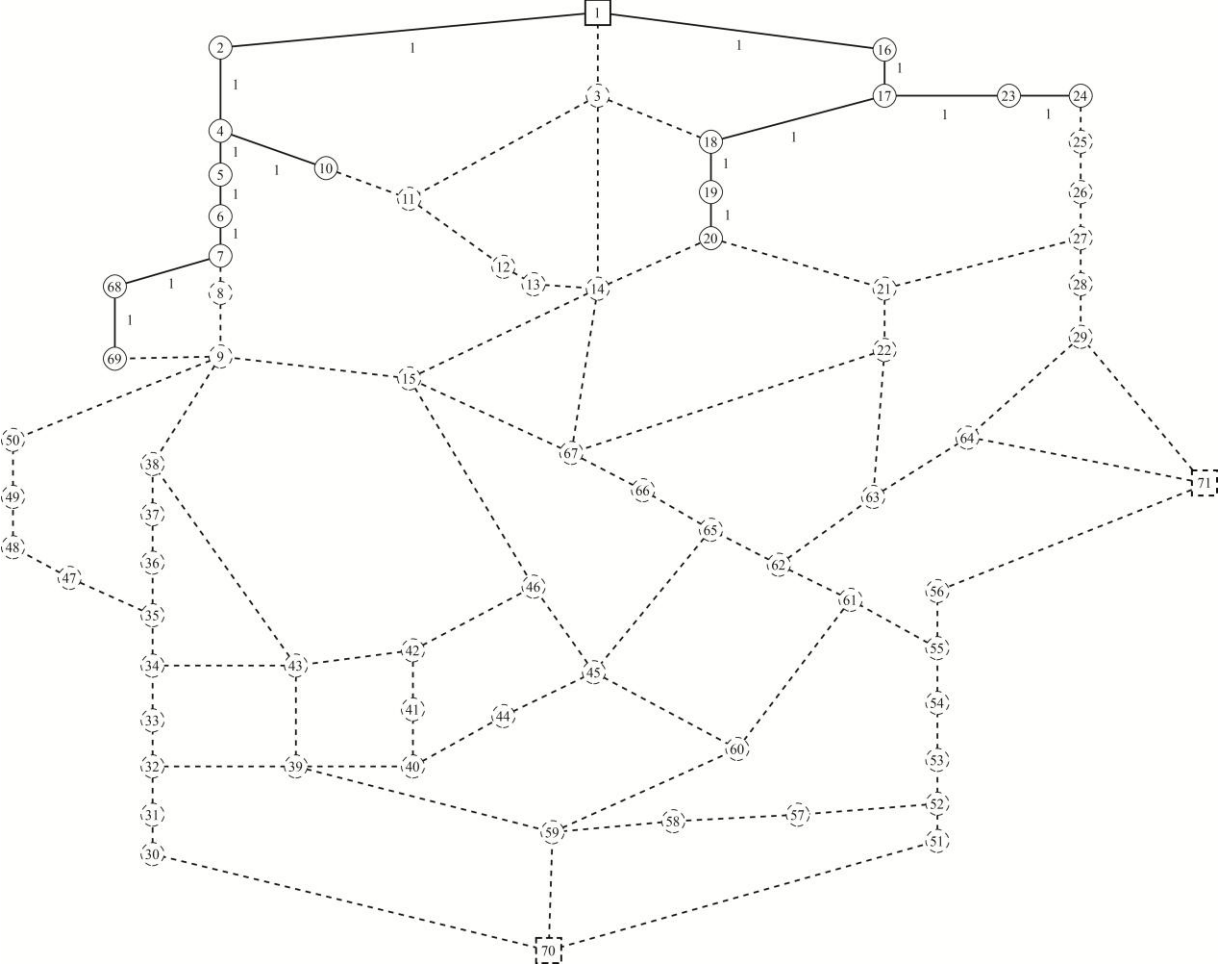


Figura 5.6. Topología del sistema de prueba 2

5.3.1. Resultados obtenidos al resolver el escenario 1

Al aplicar la metodología descrita en el numeral 4.1 es obtenida la configuración presentada en la figura 5.7, donde cada tramo de red se ilustra con su respectivo tipo de calibre:

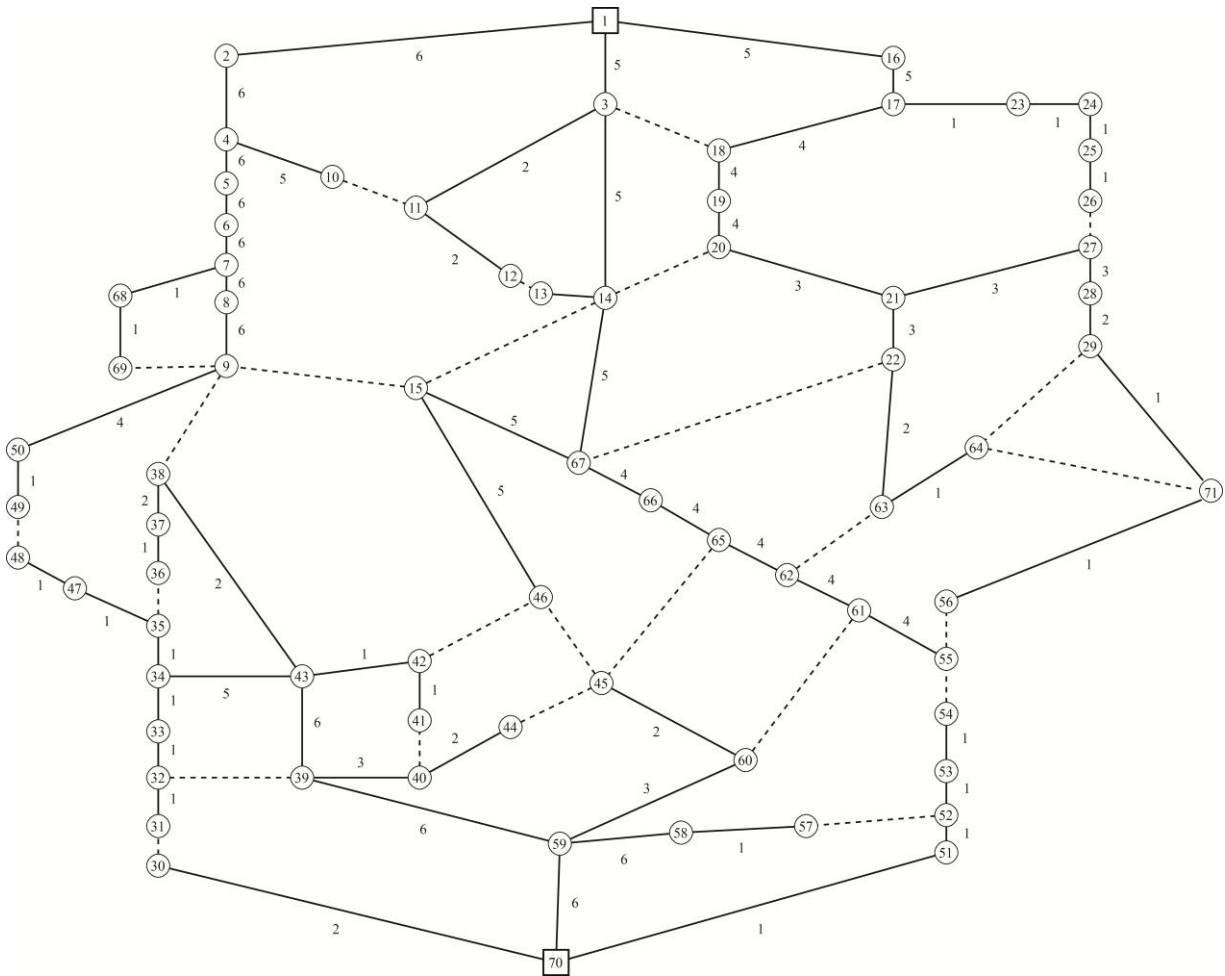


Figura 5.7. Configuración final obtenida al aplicar el ABT al escenario 1 en el sistema de prueba 2

En las tablas 5.24 y 5.25 se presentan la cantidad de calibres y los tipos de subestaciones empleados en la solución obtenida, respectivamente:

Tabla 5.24. Cantidad de calibres empleados por la solución del escenario 1 en el sistema de prueba 2

Tipo de conductor	Número de tramos de red
1	24
2	9
3	7
4	9
5	9
6	11

Tabla 5.25. Tipo de subestaciones empleados por la solución del escenario 1 en el sistema de prueba 2

Nodo de la subestación	Tipo de la subestación
1	4
70	2

Los costos globales de esta solución se presentan en la tabla 5.26, donde todos los costos están en valor presente. El CAUE para esta solución es US\$ 1.121.369,13.

Tabla 5.26. Costos desagregados de la solución del escenario 1 en el sistema de prueba 2

Costos globales [US\$]	
Pérdidas	1.019.502,69
Subestaciones	8.100.000,00
Conductores	423.696,38
Balance	368,00
Total	9.543.567,08

5.3.2. Resultados obtenidos al resolver el escenario 2

Implementada la metodología descrita en el numeral 4.2, es obtenida la configuración presentada en la figura 5.8, donde se ilustra cada tramo de red con su respectivo tipo de calibre y los nodos donde se instalaron BC:

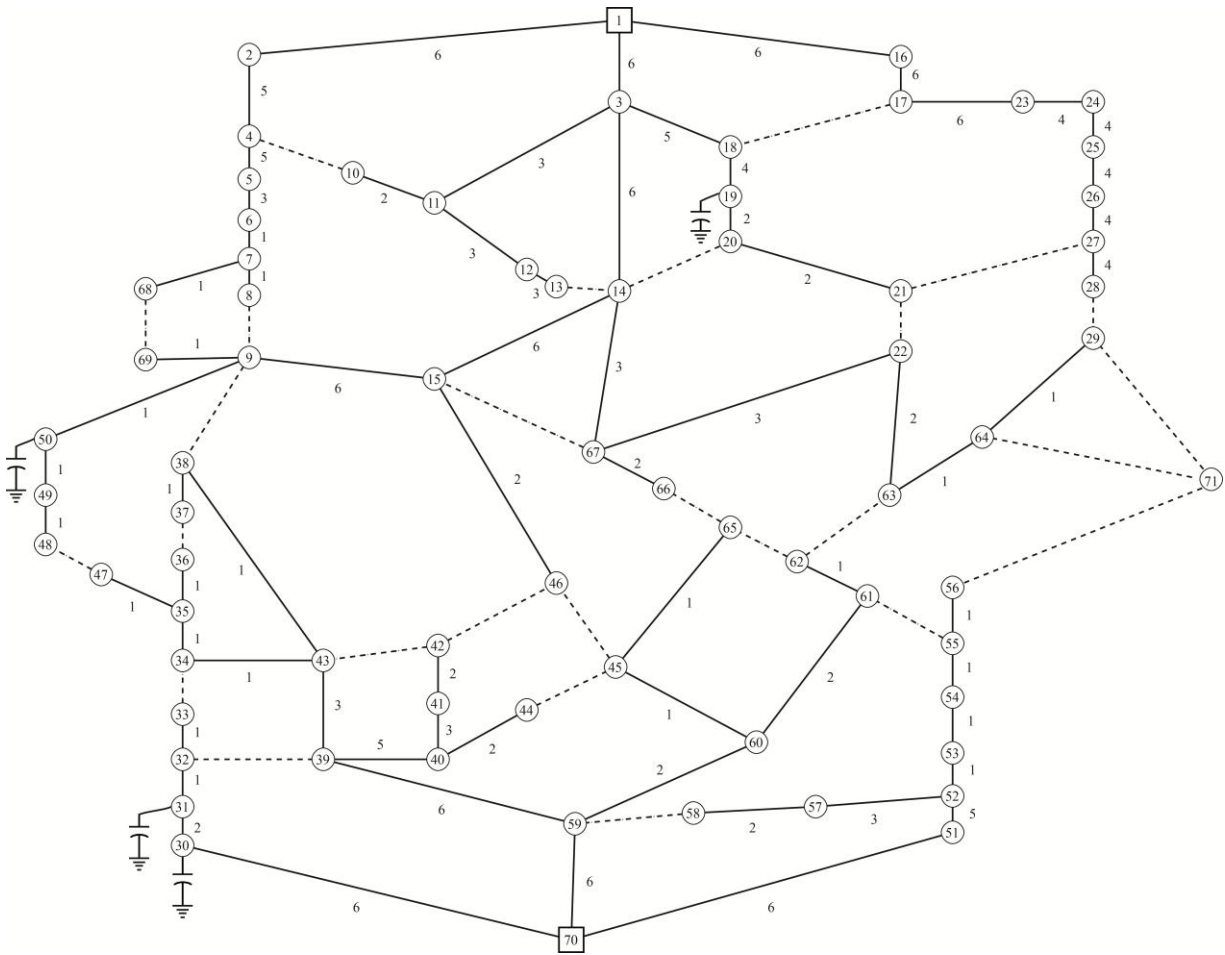


Figura 5.8. Configuración final obtenida al aplicar el ABT al escenario 2 en el sistema de prueba 2

Las tablas 5.27, 5.28 y 5.29 presentan la cantidad de calibres, los tipos de subestaciones y los BC instalados en la solución obtenida, respectivamente:

Tabla 5.27. Cantidad de calibres empleados por la solución del escenario 2 en el sistema de prueba 2

Tipo de conductor	Número de tramos de red
1	24
2	12
3	9
4	6
5	5
6	12

Tabla 5.28. Tipo de subestaciones empleados por la solución del escenario 2 en el sistema de prueba 2

Nodo de la subestación	Tipo de la subestación
1	3
70	3

Tabla 5.29. Cantidad de BC empleados por la solución del escenario 2 en el sistema de prueba 2

Nodo	Cantidad de unidades trifásicas de BC instaladas	Compensación [kVAr]
19	4	600
30	2	300
31	1	150
50	9	1.350

Los costos globales de esta solución se presentan en la tabla 5.30, donde todos los costos están en valor presente. El CAUE para esta solución es US\$ 1.082.978,38.

Tabla 5.30. Costos desagregados de la solución del escenario 2 en el sistema de prueba 2

Costos globales [US\$]	
Pérdidas	653.252,90
Subestaciones	8.100.000,00
Conductores	435.443,38
Bancos de condensadores	27.653,01
Balance	488,00
Total	9.216.837,29

5.3.3. Resultados obtenidos al resolver el escenario 3

Al implementar la metodología descrita en el numeral 4.3 se obtiene la configuración presentada en la figura 5.9, donde se ilustra cada tramo de red con su respectivo tipo de calibre y los nodos donde se instalaron RT:

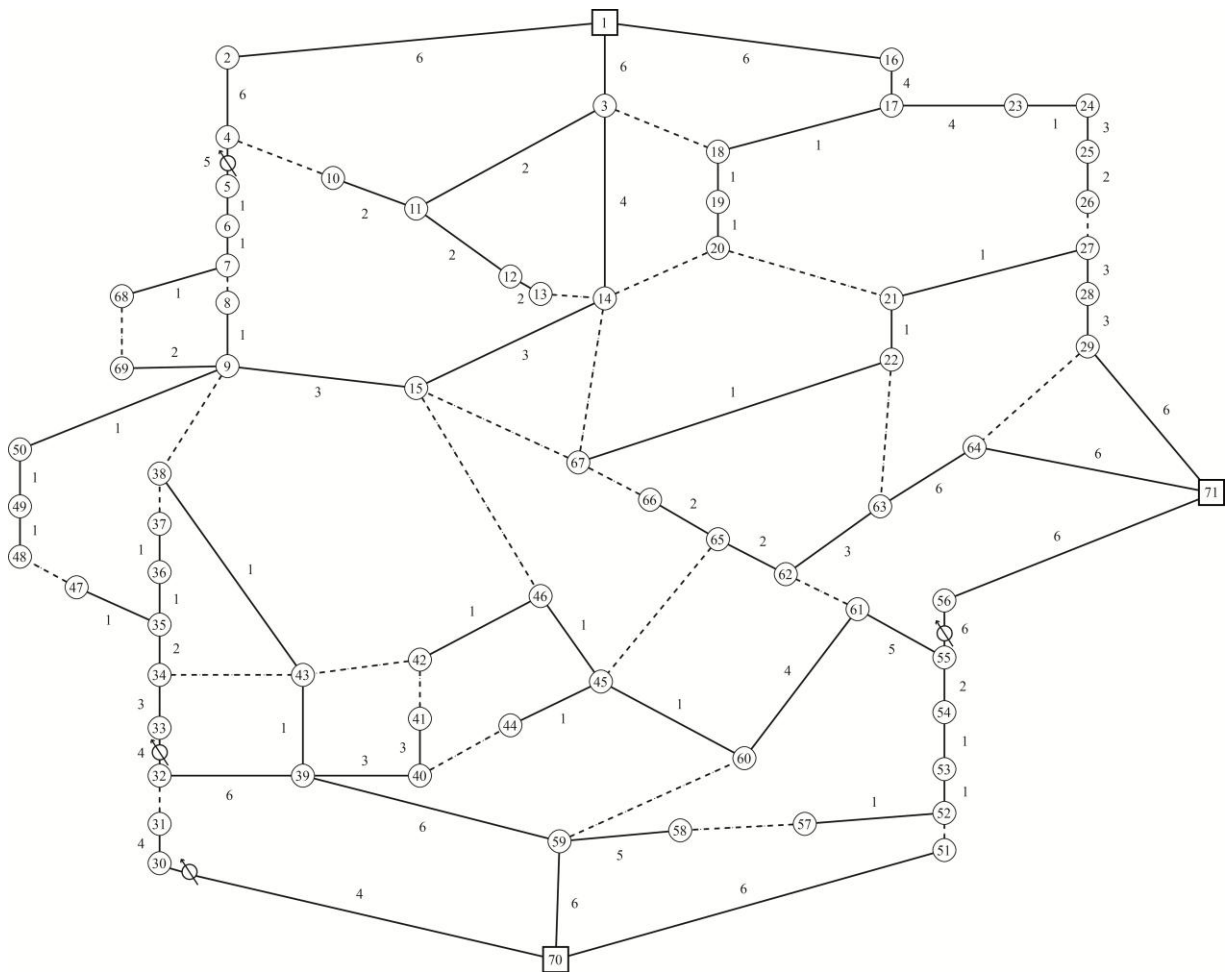


Figura 5.9. Configuración final obtenida al aplicar el ABT al escenario 3 en el sistema de prueba 2

Las tablas 5.31, 5.32 y 5.33 presentan la cantidad de calibres, los tipos de subestaciones y las características de los RT instalados en la solución obtenida, respectivamente:

Tabla 5.31. Cantidad de calibres empleados por la solución del escenario 3 en el sistema de prueba 2

Tipo de conductor	Número de tramos de red
1	31
2	21
3	6
4	4
5	3
6	3

Tabla 5.32. Tipo de subestaciones empleados por la solución del escenario 3 en el sistema de prueba 2

Nodo de la subestación	Tipo de la subestación
1	2
70	1
71	2

Tabla 5.33. Características de los RT empleados por la solución del escenario 3 en el sistema de prueba 2

Nodo	Tipo de los RT instalados	Tap en el nivel 1 de la curva de duración de carga	Tap en el nivel 2 de la curva de duración de carga	Tap en el nivel 3 de la curva de duración de carga
5	3	-16	-16	-16
30	2	1	1	1
33	3	-1	-1	-1
55	4	-16	-16	-16

Los costos globales de esta solución se presentan en la tabla 5.34, donde todos los costos están en valor presente. El CAUE para esta solución es US\$ 1.085.497,56.

Tabla 5.34. Costos desagregados de la solución del escenario 3 en el sistema de prueba 2

Costos globales [US\$]	
Pérdidas	800.308,01
Subestaciones	8.100.000,00
Conductores	302.371,92
Reguladores de tensión	35.117,18
Balance	480,00
Total	9.238.277,11

5.3.4. Resultados obtenidos al resolver el escenario 4

Con la implementación de la metodología descrita en el numeral 4.4 se obtiene la configuración presentada en la figura 5.10, donde se ilustra cada tramo de red con su respectivo tipo de calibre y los nodos donde se instalaron BC y RT:

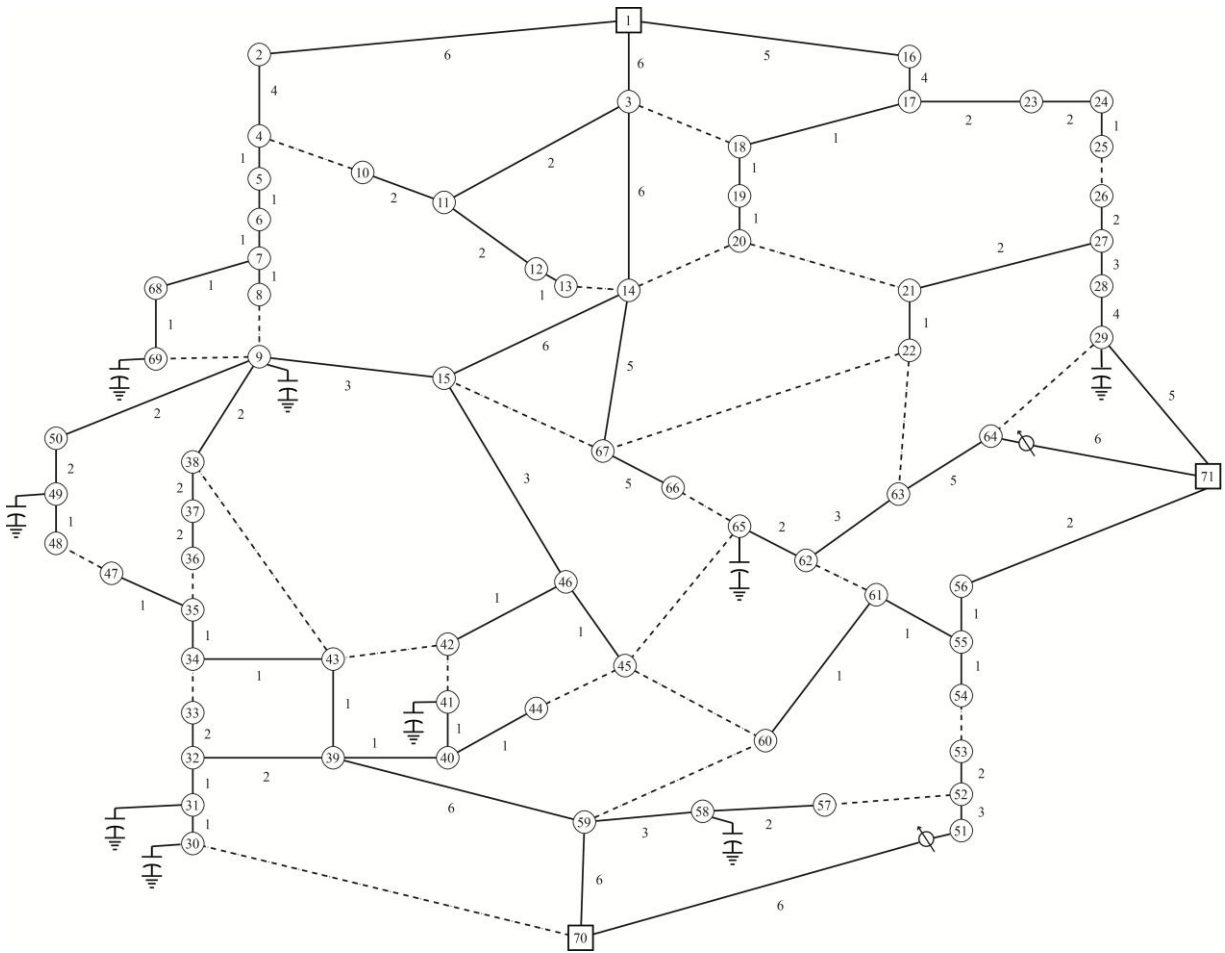


Figura 5.10. Configuración final obtenida al aplicar el ABT al escenario 4 en el sistema de prueba 2

En las tablas 5.35 a 5.38 son presentas las cantidades de calibres, los tipos de subestaciones y los BC instalados en la solución obtenida, respectivamente:

Tabla 5.35. Cantidad de calibres empleados por la solución del escenario 4 en el sistema de prueba 2

Tipo de conductor	Número de tramos de red
1	28
2	18
3	6
4	3
5	5
6	8

Tabla 5.36. Tipo de subestaciones empleados por la solución del escenario 4 en el sistema de prueba 2

Nodo de la subestación	Tipo de la subestación
1	3
70	1
71	1

Tabla 5.37. Características de los RT empleados por la solución del escenario 4 en el sistema de prueba 2

Nodo	Tipo de los RT instalados	Tap en el nivel 1 de la curva de duración de carga	Tap en el nivel 2 de la curva de duración de carga	Tap en el nivel 3 de la curva de duración de carga
51	1	-16	-14	-15
64	7	-15	-15	-16

Tabla 5.38. Cantidad de BC empleados por la solución del escenario 4 en el sistema de prueba 2

Nodo	Cantidad de unidades trifásicas de BC instaladas	Compensación [kVAr]
9	5	750
28	2	300
30	4	600
31	1	150
41	3	450
47	5	750
49	2	300
65	7	1.050
69	2	300

Los costos globales de esta solución son presentados en la tabla 5.39, dichos costos están en valor presente. El CAUE para esta solución es US\$ 1.059.029,03.

Tabla 5.39. Costos desagregados de la solución del escenario 4 en el sistema de prueba 2

Costos globales [US\$]	
Pérdidas	531.503,87
Subestaciones	8.100.000,00
Conductores	322.599,44
Bancos de condensadores	40.821,11
Reguladores de tensión	17.648,63
Balance	440,00
Total	9.013.013,05

5.4. Comparación y análisis de los resultados obtenidos

5.4.1. Comparación de los resultados obtenidos al aplicar la metodología al sistema de prueba 1

Las tablas 5.40 y 5.41 presentan un comparativo de los costos presentes desagregados y el CAUE de las soluciones obtenidas al aplicar la metodología en el sistema de prueba 1.

Tabla 5.40. Comparación de los costos presentes de los resultados obtenidos al aplicar la metodología al sistema de prueba 1

Componentes de la F.O.	Costos globales [US\$]			
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Pérdidas	811.233,50	406.131,36	481.207,83	428.359,81
Subestaciones	4.050.000,00	4.050.000,00	4.050.000,00	4.050.000,00
Conductores	456.809,47	359.676,83	351.385,31	337.016,01
Bancos de condensadores	0,00	26.336,20	0,00	22.385,77
Reguladores de tensión	0,00	0,00	3.601,76	0,00
Balance	280,00	280,00	224,00	232,00
Total	5.318.322,97	4.842.424,39	4.886.418,90	4.837.993,60

Tabla 5.41. Comparación de los CAUE de los resultados obtenidos al aplicar la metodología al sistema de prueba 1

CAUE [US\$]			
Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
624.902,95	568.984,87	574.154,22	568.464,25

De la tabla 5.40 se observa lo siguiente:

- Comparando los escenarios 2, 3 y 4 con el caso base (escenario 1), se observa que el costo de las pérdidas de energía se reduce entre un 40,68 % (escenario 3) y un 49,94 % (escenario 2).
- Al comparar los escenarios 2, 3 y 4 con el caso base (escenario 1), se observa que el costo de los conductores (aquí incluidos los costos de reconductorización e instalación de nuevos tramos de red) se reduce entre un 21,26 % (escenario 2) y un 26,22 % (escenario 4).
- De manera general, el costo de las pérdidas de energía de la configuración final obtenida en el escenario 2 es el más bajo. Por otra parte, el costo de los conductores de la configuración final obtenida en el escenario 4 es el más económico.

De la tabla 5.41 se observa que:

- La anualidad de los escenarios 2, 3 y 4 es más económica respecto a la del escenario 1, donde dicha economía va desde el 8,92 % (escenario 3 respecto al escenario 1) hasta el 9,83 % (escenario 4 respecto al escenario 1).
- La anualidad del escenario 4 es la más económica de los cuatro escenarios analizados.

De las soluciones obtenidas al aplicar las metodologías propuestas en el sistema de prueba 1 se observa que:

- La configuración de las subestaciones presentadas en las soluciones de los escenarios 2 a 4 no cambia, siendo la subestación del nodo 37 tipo 1 y la subestación del nodo 38 tipo 2. Lo anterior se debe a que el subsistema de la subestación 38 está generalmente con mayor carga.
- Aunque la configuración de subestaciones cambia entre la solución del escenario 1 y la solución de los escenarios 2 a 4, el costo de las configuraciones de las subestaciones de las soluciones de los cuatro escenarios no varía y la demanda total, junto con las pérdidas de potencia del sistema, es atendida con una generación total de 30 MVA.
- En los escenarios 2 y 4 se presentan nodos comunes donde se instalaron BC, estos son los nodos 1, 5 y 35. Se observa que el nodo 1 posee una carga grande comparada con los demás nodos del sistema, el nodo 5 es un nodo de paso para la conexión del nodo 12 (nodo con carga) y el nodo 35 es un nodo intermedio con carga. Según lo anterior, los nodos 5 y 35 son nodos intermedios donde la compensación de reactivos ayuda a los nodos cercanos y el nodo 1, al poseer una carga elevada, impone la necesidad de ubicación de BC para mejorar el perfil de tensión.
- En el escenario 3, la ubicación del RT en un tramo de red intermedio (antes del nodo 3) ayuda a los perfiles de tensión de los nodos aguas abajo. Para este caso fue necesario ubicar el tap del regulador en su máxima posición para aumentar el nivel de tensión entregado en los tres niveles de energía trabajados ya que desde esta ubicación existe gran demanda aguas abajo.
- El escenario 4 muestra que la topología final no requiere de RT para que el sistema opere bajo las condiciones técnicas y operativas establecidas, y que sólo con la implementación de BC se alcanza dicho punto de operación. Este resultado se asemeja al encontrado en el escenario 2, sin embargo, se menciona que la inclusión de RT ayuda a la evolución de la búsqueda y propone un espacio de solución diferente, lo cual permitió encontrar una propuesta más económica.

5.4.2. Comparación de los resultados obtenidos al aplicar la metodología al sistema de prueba 2

Las tablas 5.42 y 5.43 presentan un comparativo de los costos presentes desagregados y el CAUE de las soluciones obtenidas al aplicar la metodología en el sistema de prueba 2.

Tabla 5.42. Comparación de los costos presentes de los resultados obtenidos al aplicar la metodología al sistema de prueba 2

Componentes de la F.O.	Costos globales [US\$]			
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Pérdidas	1.019.502,69	653.252,90	800.308,01	531.503,87
Subestaciones	8.100.000,00	8.100.000,00	8.100.000,00	8.100.000,00
Conductores	423.696,38	435.443,38	302.371,92	322.599,44
Bancos de condensadores	0,00	27.653,01	0,00	40.821,11
Reguladores de tensión	0,00	0,00	35.117,18	17.648,63
Balance	368,00	488,00	480,00	440,00
Total	9.543.567,08	9.216.837,29	9.238.277,11	9.013.013,05

Tabla 5.43. Comparación de los CAUE de los resultados obtenidos al aplicar la metodología al sistema de prueba 2

CAUE [US\$]			
Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
1.121.369,13	1.082.978,38	1.085.497,56	1.059.029,03

De la tabla 5.42 se tiene que:

- Comparando los escenarios 2, 3 y 4 con el caso base (escenario 1), se observa que el costo de las pérdidas de energía se reduce entre un 21,50 % (escenario 3) y un 47,87 % (escenario 4).
- Al comparar los escenarios 2, 3 y 4 con el caso base (escenario 1), se observa que el costo de los conductores (aquí incluidos los costos de reconductorización e instalación de nuevos tramos de red) se reduce entre un 23,86 % (escenario 4) y un 28,63 % (escenario 3). Por otra parte, al comparar este mismo costo, entre el obtenido en el escenario 1 y el obtenido en escenario 2, este último es más elevado, superando al del caso base un 2,77 %.
- En forma general, el costo de las pérdidas de energía de la configuración final obtenida al aplicar el ABT al escenario 4 es el más bajo. Por otra parte, el costo de los conductores de la configuración final obtenida al aplicar el ABT al escenario 3 es el más económico.

De la tabla 5.43 se observa que:

- La anualidad de los escenarios 2, 3 y 4 es más económica respecto a la del escenario 1, donde dicha reducción va desde el 3,31 % (escenario 3 respecto del escenario 1) hasta el 5,74 % (escenario 4 respecto del escenario 1).
- La anualidad del escenario 4 es la más económica de los cuatro escenarios analizados.

De las soluciones obtenidas al aplicar las metodologías propuestas en el sistema de prueba 2 se observa que:

- La configuración de las subestaciones presentadas en las soluciones de los escenarios varía; los escenarios 1 y 2 emplean subestaciones en los nodos 1 y 70; por otra parte, los 3 y 4 emplean subestaciones en los nodos 1, 70 y 71. Sin embargo, en todos los escenarios la subestación del nodo 1 posee generalmente mayor carga.
- El esquema de subestaciones de los escenarios 3 y 4 emplea tres subestaciones, lo que trae como ventaja la descongestión del sistema, impactando los costos asociados a conductores (valores más económicos comparados con los de los escenarios 1 y 2).
- Aunque la configuración de subestaciones cambia entre la solución del escenario 1 y la solución de los escenarios 2 a 4, el costo de las configuraciones de las subestaciones de las soluciones de los cuatro escenarios no varía y la demanda total, junto con las pérdidas de potencia del sistema, puede ser atendida con una generación total de 80 MVA.
- En los escenarios 2 y 4 se presentan nodos comunes donde se instalaron BC, estos son los nodos 31 y 30. Se observa que el nodo 30 posee una carga relativamente grande lo que impone la necesidad de utilizar BC y aguas abajo de él existen nodos con gran demanda, lo que hace necesaria la instalación de BC en el nodo 30 que potencialice la compensación de reactivos.
- En el escenario 3, la ubicación de los RT en un tramos de red intermedios ayuda a los perfiles de tensión de los nodos aguas abajo. Para los RT ubicados antes de los nodos 5 y 55 fue necesario ubicar el tap en su máxima posición para aumentar el nivel de tensión entregado en los tres niveles de energía trabajados debido a que desde estos puntos existe gran demanda aguas abajo; por otro lado, los RT ubicados antes de los nodos 30 y 33 corrigen poco los niveles de tensión entregados en los niveles de energía, con lo cual la posición del tap se ubicó en 1 (RT cerca del nodo 30) y -1 (RT cerca del nodo 33), pues desde este punto no hay mucha carga aguas abajo.
- El escenario 4 muestra que la topología final requiere de una poca implementación de RT y que por el contrario la implementación de BC es grande.

5.4.3. Análisis general de los resultados obtenidos

De forma general se mencionan los siguientes aspectos:

- La solución obtenida en el escenario 4 es más económica que los otros escenarios estudiados.
- La tendencia en la ubicación de BC es posicionarlos en nodos finales, lo cual es válido si se tiene en cuenta que estos nodos normalmente poseen mala regulación de tensión. Además, esta ubicación de BC permite reducir el calibre de los alimentadores que llegan a estos nodos.
- La tendencia en la ubicación de RT es posicionarlos en tramos de red intermedios, lo cual es válido si se tiene en cuenta que desde dicha ubicación puede existir gran demanda aguas abajo y que el mejoramiento del perfil de tensión en dicho punto se replica en los nodos de los tramos posteriores.
- Al trabajar el escenario 4 es clara la tendencia de no utilizar RT y por el contrario hacer uso de los BC, tanto que en la respuesta encontrada en el escenario 4 del sistema de prueba 1 no se hace uso de RT y en el sistema de prueba 2 es poca su implementación. Lo anterior es debido a la forma de realizar la ubicación y dimensionamiento de BC y RT (ver numeral 3.6.4), donde el sistema, después de ubicar y dimensionar los BC, no ve tan necesaria la implementación de RT; esto es beneficioso desde el punto de vista financiero ya que los RT son más costosos que los BC y según las respuestas obtenidas en el escenario 4 se alcanzan soluciones más económicas que las encontradas en los demás escenarios. También es beneficioso desde el punto de vista computacional, ya que estrategia favorece la evolución del ABT y le proporciona un espacio de búsqueda más adecuado que el de los otros escenarios.
- Las soluciones obtenidas en el escenario 2 del sistema de prueba 1 y en el escenario 4 del sistema de prueba 2 son más económicas en costos de pérdidas de energía que los otros escenarios estudiados. Las soluciones obtenidas en los escenarios 3 del sistema de prueba 1 y en el escenario 4 del sistema de prueba 2 son más económicas en costos de conductores que los otros escenarios estudiados.

Capítulo 6

Conclusiones, recomendaciones y trabajos futuros

6.1. Conclusiones

6.1.1. Se desarrolló una metodología para la planeación de sistemas de distribución de energía eléctrica que integra el PPSD con la ubicación y dimensionamiento de BC y/o RT. Dicha metodología permite encontrar topologías de bajo costo, cuya operación cumple con todas las restricciones técnicas y operativas.

6.1.2. La metodología desarrollada se implementó en dos sistemas de prueba entregando soluciones más económicas que las encontradas al implementar un planeamiento tradicional de sistemas de distribución. Lo anterior permite concluir que la inclusión del problema de ubicación y dimensionamiento de BC y/o RT al PPSD, permite encontrar mejores resultados para el planeamiento de sistemas de distribución, ya que se pueden alcanzar soluciones de menor costo global que cumplen con todas las restricciones técnicas y operativas. Dicha economía radica básicamente en dos aspectos:

- Topologías con menor costo presente de pérdidas de energía.
- Topologías con menor costo de conductores (incluidos los costos de reconductorización e instalación de nuevos tramos de red).

Por otra parte, la metodología desarrollada hace que la repotenciación de las subestaciones no se dé en grandes pasos, es decir, ya no es necesario el paso de una subestación tipo 1 a una tipo 4, sino que dicha acción se realiza a menor escala (tipo 1 a tipo 2 ó 3).

Todo lo anterior dice que la incorporación del problema de ubicación y dimensionamiento de BC y/o RT al PPSD, efectivamente si descongestiona el flujo por las líneas, lo que trae consigo ventajas como:

- La reducción de pérdidas de energía.
- Mejoramiento de los perfiles de tensión del sistema.
- Disminución de las acciones de reconductorización de tramos de red y repotenciación de las subestaciones existentes.

- 6.1.3. Las estructuras de vecindad desarrolladas para crear configuraciones a partir de la incumbente permiten al ABT explorar de forma adecuada el espacio de soluciones y encontrar soluciones de gran calidad.
- 6.1.4. Se define como tendencia la ubicación de BC en nodos finales debido a que dichos nodos normalmente poseen mala regulación de tensión. Esto trae consigo la ventaja de reducir el calibre de los tramos de red que llegan a estos nodos.
- 6.1.5. Se define como tendencia la ubicación de RT en tramos de red intermedios debido a que desde dicha ubicación puede existir gran demanda aguas abajo y que el mejoramiento del perfil de tensión en dicho punto se replica en los nodos de los tramos posteriores.
- 6.1.6. En el PPSD integrado con el problema de ubicación y dimensionamiento de BC y RT, se define como tendencia la poca utilización de RT debido a la forma en que estos se ubican y dimensionan (ver numeral 3.6.4), donde el sistema después de ubicar y dimensionar los BC, no ve tan necesaria la implementación de RT; trae beneficios desde el punto de vista financiero ya que los RT cuestan más que los BC y según las respuestas obtenidas, con este escenario se alcanzan soluciones más económicas que las encontradas en los demás escenarios. También es beneficioso desde el punto de vista computacional, ya que estrategia favorece la evolución del ABT y le proporciona un espacio de búsqueda más adecuado que el de los otros escenarios.
- 6.1.7. Este trabajo aporta dos nuevos sistemas de prueba trifásicos desbalanceados que consideran diferentes tipos de carga; estos sistemas pueden servir para estudios e investigaciones futuras.
- 6.1.8. Los resultados obtenidos en este estudio pueden servir como punto de comparación para futuros trabajos, esto, para verificar la validez de nuevas investigaciones.

6.2. Trabajos futuros

- 6.2.1. Incluir aspectos relacionados con la confiabilidad de sistemas. Para esto, se sugiere realizar estudios de reconfiguración y analizar qué tan sesgada podría estar la solución obtenida con la metodología desarrollada en este trabajo con la ubicación de BC y/o RT.
- 6.2.2. Tratar el PPSD integrado con la ubicación y dimensionamiento de BC y/o RT como un problema multiobjetivo. Esto se sugiere debido a que la instalación de BC y RT está altamente influenciada por las pérdidas de potencia del sistema, por lo tanto es recomendable trabajar varios objetivos para el problema con el fin de obtener un abanico de soluciones que den diferentes enfoques al investigador.
- 6.2.3. Integrar el PPSD con el PGD. La metodología desarrollada en este trabajo se basa en la reducción de pérdidas a partir de la inyección de reactivos mediante la ubicación y

dimensionamiento de BC y/o BC, pero sería interesante ver qué tan beneficioso es incluir en los criterios de vecindad la GD, estudiar cómo esta inyección de potencia al sistema ayuda al planeamiento a encontrar soluciones y realizar un análisis de forma similar a la presentada en este estudio.

Bibliografía

- [1] Victor Parada, Jacques A. Ferland, Miguel Arias and Keith Daniels, “Optimization of electrical distribution feeders using simulated annealing,” IEEE Power & Energy Society, Vol 19, No. 3, pp. 1135-1141, July 2004.
- [2] Eloy Díaz-Dorado and José C. Pidre, “Optimal planning of unbalanced networks using dynamic programming optimization,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 4, November 2004.
- [3] P. C. Paiva, H. M. Khodr, J. A. Domínguez-Navarro, J. M. Yusta and A. J. Urdaneta, “Integral planning of primary–secondary distribution systems using mixed integer linear programming,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 2, pp. 1134-1143, May 2005.
- [4] Ignacio J. Ramírez-Rosado and José A. Domínguez-Navarro, “New multiobjective tabu search algorithm for fuzzy optimal planning of power distribution systems,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No. 1, February 2006.
- [5] Cezar Henrique de Souza, “Planejamento e projeto de circuitos secundários de distribuição de energia elétrica por meio de Algoritmo Busca Tabu,” Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” UNESP, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Agosto 2006.
- [6] Allan C. Nerves, Julian Jr. Gonzalo B., “Optimal feeder configuration in expansion planning using simulated annealing”. TENCON 2007 - 2007 IEEE Region 10 Conference, pp. 1-4, October-November, 2007.
- [7] Marina Lavorato, Marcos J. Rider, Ariovaldo V. Garcia and Rubén Romero, “A constructive heuristic algorithm for distribution system planning,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 25, No. 3, August 2010.
- [8] Iman Ziari, Gerard Ledwich and Arindam Ghosh, “Optimal integrated planning of MV–LV distribution systems using DPSO,” ELSEVIER, Electric Power Systems Research, Vol. 81, No. 10, pp. 1905-1914, October 2011.
- [9] Benvindo R. Pereira, J. R. Sanches Mantovani, Antonio M. Cossi and Javier Contreras, “A multiobjective model for distribution system planning based on tabu search,” 2013 IEEE Grenoble PowerTech (POWERTECH), pp. 1-6, 2013.

- [10] S. Najafi Ravadanegh and R. Gholizadeh Roshanagh, "On optimal multistage electric power distribution networks expansion planning," ELSEVIER, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 54, pp. 487-497, July 2013.
- [11] Baran E. Mesut, Felix F. WU, "Optimal capacitor placement on radial distribution systems," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 4, No. 1, pp. 725-734, January 1989.
- [12] Baran E. Mesut, Felix F. WU, "Optimal sizing of capacitors placed on a radial distribution system," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 4, No. 1, pp. 735-743, January 1989.
- [13] Ramón A. Gallego, Alcir J. Monticelli and Rubén Romero, "Optimal capacitor placement in radial distribution networks," IEEE Transactions on Power Systems, Vol 16, No. 4, pp. 630-637, November 2001.
- [14] John F. Franco, Marcos J. Rider, Marina Lavorato and Rubén Romero, "Optimal allocation of capacitors in radial distribution systems with distributed generation," 2011 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America), pp. 1-6, 2011.
- [15] Alexandre A. A. Souza, Carlos César Barioni de Oliveira, Klaus de Geus, "Otimização de alocação de banco de capacitores na rede de média tensão de energia elétrica," XLII SBPO, pp. 885-892, 2008-2009.
- [16] Mehdi Rahmani-andebili, "Effect of load models on optimal capacitor allocation in distribution network," 2012 Proceedings of 17th Conference on Electrical Power Distribution Networks (EPDC), pp 1-4, 2012.
- [17] Anastasia S. Safigianni and George J. Salis, "Optimum voltage regulator placement in a radial power distribution network," IEEE Transactions on Power Systems, Vol 15, No. 2, pp. 879-886, May 2000.
- [18] L. A. Gallego and A. Padilha-Feltrin, "Voltage regulator modeling for the three-phase power flow in distribution networks," 2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, pp. 1-6, 2008.
- [19] C. A. N. Pereira and C. A. Castro, "Optimal placement of voltage regulators in distribution systems," 2009 IEEE Bucharest PowerTech, pp. 1-5, June-July 2009.
- [20] P. U. Reddy, M. L. Reddy, S. Sivanagaraju and P. S. Raju, "Optimal location of voltage regulators in unbalanced radial distribution system for loss minimization using particle swarm optimization," 2012 International Conference on Advances in Power Conversion and Energy Technologies (APCET), pp. 1-6, 2012.

- [21] Marina Lavorato, “Planejamento integrado da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica,” Tese de Doutorado apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da UNICAMP como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Departamento de Sistemas de Energia Elétrica, Março de 2010.
- [22] Ederson P. Madruga and Luciane N. Canha, “Allocation and integrated configuration of capacitor banks and voltage regulators considering multi-objective variables in smart grid distribution system,” 2010 9th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications (INDUSCON), pp. 1-6, 2010.
- [23] John F. Franco, Marcos J. Rider, Marina Lavorato, Rubén Romero, “A mixed-integer LP model for the optimal allocation of voltage regulators and capacitors in radial distribution systems,” ELSEVIER, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 48, pp. 123-130, June 2013.
- [24] Oscar D. Montoya G., “Planeación óptima de sistemas de distribución considerando reconectores automáticos para aislamiento de fallas y transferencia de carga,” Tesis de maestría presentada al programa de maestría de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingenierías como parte de los requisitos para obtener el título de Magister en Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira, Febrero de 2014.
- [25] D. Shirmoharmnadi, H. Hong, A. Semlyen, and G. Luo, “A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, pp. 753-762, 1988.
- [26] S. Sundhararajan, A. Pahwa, “Optimal Selection Capacitors for Radial Distribution Systems Using a Genetic Algorithm,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 3, pp. 1499-1507, 1994.
- [27] R. Natarajan, *Power System Capacitors*, CRC Press. Boca Raton, CA-USA pp. 522, 2005.
- [28] IEEE – The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Guide for application of shunt power capacitors, IEEE pp. 1036, 1992.
- [29] W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*, CRC Press. Boca Raton, FL-USA, 2002.
- [30] Ramón A. Gallego, Antonio H. Escobar Z., Eliana M. Toro O, *Técnicas metaheurísticas de optimización*, Ed. 2, Universidad Tecnológica de Pereira, 2008.
- [31] F. Glover, “Tabu search fundamentals and uses,” University of Colorado, Tech. Rep., 1995.

- [32] F. Glover, M. Laguna, and R. Martí, “Approximation Algorithms and Metaheuristics,” Chapman & Hall/CRC, ch. Principles of Tabu Search, pp. 23-1– 23-10, 2007.
- [33] F. Glover, “Future paths for integer programming and links to artificial intelligence,” *Computers and Operations Research*, Vol. 13, pp. 533-549, 1986.
- [34] A. Katsigiannis, N. Anastopoulos, K. Nikas, and N. Koziris, “An approach to parallelize Kruskal's algorithm using helper threads,” in *IEEE International Parallel and Distributed Processing Symposium Workshops & PhD Forum*, 2012.
- [35] M. Granada, R. Gallego, and J. M. López, “Optimal phase balancing planning for loss reduction in distribution systems using a specialized genetic algorithm,” *Ingeniería y Ciencia*, Vol. 8, pp. 121-140, 2012.
- [36] Humberto E. Amador S., “Análisis para ubicación de capacitores en sistemas de distribución poco enmallados utilizando un flujo de carga probabilístico,” Tesis de maestría presentada al programa de maestría de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingenierías como parte de los requisitos para obtener el título de Magister en Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira, 2013.
- [37] O. I. Elgerd, *Electric Energy Systems Theory*, McGraw Hill, 1970.
- [38] John F. Franco B., Ramón A. Gallego R., Darío E. Rodas R., “Localización óptima de reguladores de tensión en sistemas de distribución con un modelamiento trifásico,” *Revista Scientia et Technica*, Universidad Tecnológica de Pereira, No. 32, pp. 109-114, Diciembre de 2006.
- [39] IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee’s Distribution Test Feeder Working Group. [Online]. Available: <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>
- [40] D. Das, “A fuzzy multiobjective approach for network reconfiguration of distribution systems,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 21, No. 1, January 2006.

Apéndices

A.1. Datos del sistema de prueba 1

A continuación se presenta la información de la carga del sistema de prueba 1.

Tabla A.1. Cargas conectadas en delta para el sistema de prueba 1

Nodo	PaD [kW]	QaD [kVAr]	PbD [kW]	QbD [kVAr]	PcD [kW]	QcD [kVAr]
1	1400	700	1400	700	3500	1750
2	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0
12	425	200	0	0	425	200
13	0	0	425	200	425	200
14	170	80	210	100	0	0
15	425	200	0	0	425	200
16	425	200	0	0	425	200
17	0	0	1400	700	210	100
18	0	0	210	105	210	105
19	210	105	210	105	0	0
20	210	105	0	0	210	105
21	420	210	420	210	420	210
22	210	105	210	105	0	0
23	0	0	425	200	425	200
24	425	200	425	200	0	0
25	0	0	210	105	210	105
26	425	200	0	0	425	200
27	210	105	0	0	210	105
28	0	0	425	200	425	200
29	210	105	210	105	0	0

Nodo	PaD [kW]	QaD [kVAr]	PbD [kW]	QbD [kVAr]	PcD [kW]	QcD [kVAr]
30	700	350	0	0	700	350
31	630	310	630	310	0	0
32	425	200	0	0	425	200
33	0	0	210	105	210	105
34	80	40	850	400	0	0
35	210	105	210	105	0	0
36	0	0	0	0	0	0
37	0	0	0	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0
39	0	0	0	0	0	0
40	0	0	0	0	0	0
41	0	0	0	0	0	0
42	420	210	420	210	420	210

En la tabla A.2 se presentan los datos de los tramos de red del sistema de prueba 1:

Tabla A.2. Información de los tramos de red del sistema de prueba 1

Rama	Envío	Recibo	Longitud [m]
1	1	2	292,61
2	2	5	121,92
3	2	13	109,73
4	2	3	402,34
5	3	20	73,15
6	3	23	182,88
7	4	14	24,38
8	4	16	243,84
9	5	34	97,54
10	5	12	73,15
11	6	19	85,34
12	7	18	231,65
13	7	17	36,58
14	8	26	97,54
15	8	25	97,54
16	9	24	182,88
17	9	8	97,54
18	10	28	60,96
19	10	29	390,14
20	11	33	121,92

Rama	Envío	Recibo	Longitud [m]
21	11	32	60,96
22	13	4	158,50
23	14	15	158,50
24	16	7	280,42
25	16	6	182,88
26	20	35	85,34
27	23	9	60,96
28	26	27	170,69
29	27	30	195,07
30	27	10	158,50
31	30	31	121,92
32	31	11	121,92
33	35	21	60,96
34	35	22	85,34
35	36	9	60,96
36	37	1	563,88
37	37	12	530,05
38	37	34	451,94
39	4	17	348,70
40	38	15	523,55
41	38	19	377,95
42	38	24	329,18
43	38	32	268,50
44	30	36	196,59
45	37	41	463,30
46	41	42	270,43
47	42	29	298,40
48	42	22	163,83
49	5	22	281,15
50	34	22	303,63
51	20	25	105,32
52	21	25	128,72
53	29	21	163,83
54	28	26	157,43
55	24	39	315,95
56	3	39	294,47
57	15	39	314,54
58	40	15	216,49

Rama	Envío	Recibo	Longitud [m]
59	13	40	275,00
60	1	13	338,20
61	1	18	386,34
62	4	18	280,85
63	38	33	403,04

La tabla A.3 muestra los costos asociados a los tipos de subestación utilizados en el sistema de prueba 1:

Tabla A.3. Costos asociados a los tipos de subestación utilizados en el sistema de prueba 1

Tipo	Potencia [MVA]	Costo de instalación y ampliación [US\$]		
1	10	1.350.000	1.350.000	2.700.000
2	20	---	2.700.000	1.350.000
3	30	---	---	4.050.000

En la tabla A.3, el elemento ii de la matriz corresponde al valor de construir una subestación del tipo i mientras que el elemento ij de la matriz corresponde al costo de ampliar la capacidad de una subestación tipo i al tipo j .

A.2. Datos del sistema de prueba 2

A continuación se presenta la información de la carga del sistema de prueba 2.

Tabla A.4. Cargas conectadas en estrella para el sistema de prueba 2

Nodo	PaY [kW]	QaY [kVAr]	PbY [kW]	QbY [kVAr]	PcY [kW]	QcY [kVAr]
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	666,67	600,00	0,00	0,00	666,67	600,00
3	400,00	266,67	400,00	266,67	400,00	266,67
4	0,00	0,00	1000,00	866,67	1000,00	866,67
5	500,00	333,33	500,00	333,33	0,00	0,00
6	100,00	60,00	100,00	60,00	100,00	60,00
7	120,00	93,33	0,00	0,00	120,00	93,33
8	86,67	66,67	86,67	66,67	86,67	66,67
9	53,34	36,67	0,00	0,00	53,34	36,67
10	133,33	66,67	133,33	66,67	133,33	66,67
11	106,67	60,00	106,67	0,00	0,00	60,00

Nodo	PaY [kW]	QaY [kVAr]	PbY [kW]	QbY [kVAr]	PcY [kW]	QcY [kVAr]
12	333,33	266,67	0,00	0,00	333,33	266,67
13	0,00	0,00	700,00	600,00	700,00	600,00
14	83,34	50,00	0,00	0,00	83,34	50,00
15	266,67	166,67	266,67	166,67	266,67	166,67
16	400,00	200,00	0,00	0,00	400,00	200,00
17	0,00	0,00	133,34	83,34	133,34	83,34
18	100,00	60,00	100,00	60,00	100,00	60,00
19	86,67	46,67	86,67	46,67	86,67	46,67
20	100,00	66,67	100,00	66,67	0,00	0,00
21	600,00	333,33	600,00	333,33	0,00	0,00
22	333,33	200,00	333,33	200,00	333,33	200,00
23	200,00	133,34	200,00	133,34	0,00	0,00
24	0,00	0,00	666,67	533,33	666,67	533,33
25	533,33	433,33	0,00	0,00	533,33	433,33
26	666,67	400,00	666,67	400,00	0,00	0,00
27	666,67	366,67	666,67	366,67	0,00	0,00
28	0,00	0,00	800,00	466,67	800,00	466,67
29	700,00	466,67	0,00	0,00	700,00	466,67
30	533,33	333,33	0,00	0,00	533,33	333,33
31	400,00	266,67	0,00	0,00	400,00	266,67
32	0,00	0,00	86,67	53,33	86,67	53,33
33	106,67	60,00	106,67	60,00	0,00	0,00
34	333,33	200,00	333,33	200,00	333,33	200,00
35	266,67	186,67	266,67	186,67	0,00	0,00
36	0,00	0,00	400,00	266,67	400,00	266,67
37	133,34	100,00	133,34	100,00	0,00	0,00
38	0,00	0,00	200,00	166,67	200,00	166,67
39	0,00	0,00	1000,00	666,67	1000,00	666,67
40	400,00	233,33	400,00	233,33	0,00	0,00
41	800,00	466,67	800,00	466,67	0,00	0,00
42	600,00	400,00	0,00	0,00	600,00	400,00
43	120,00	66,67	0,00	0,00	120,00	66,67
44	106,67	66,67	106,67	66,67	106,67	66,67
45	0,00	0,00	666,67	333,33	666,67	333,33
46	400,00	266,67	0,00	0,00	400,00	266,67
47	600,00	466,67	600,00	466,67	0,00	0,00
48	0,00	0,00	566,67	366,67	566,67	366,67
49	0,00	0,00	666,67	466,67	666,67	466,67

Nodo	PaY [kW]	QaY [kVAr]	PbY [kW]	QbY [kVAr]	PcY [kW]	QcY [kVAr]
50	0,00	0,00	933,33	600,00	933,33	600,00
51	400,00	266,67	0,00	0,00	400,00	266,67
52	133,33	73,33	133,33	73,33	133,33	73,33
53	266,67	200,00	266,67	200,00	0,00	0,00
54	240,00	160,00	240,00	160,00	240,00	160,00
55	0,00	0,00	200,00	133,33	200,00	133,33
56	286,67	200,00	286,67	200,00	0,00	0,00
57	533,33	333,33	0,00	0,00	533,33	333,33
58	1600,00	800,00	1600,00	800,00	0,00	0,00
59	833,33	733,33	833,33	733,33	0,00	0,00
60	166,67	66,67	166,67	66,67	166,67	66,67
61	66,67	33,33	0,00	0,00	66,67	33,33
62	1000,00	866,67	0,00	0,00	1000,00	866,67
63	333,33	200,00	333,33	200,00	333,33	200,00
64	0,00	0,00	200,00	133,33	200,00	133,33
65	866,67	800,00	866,67	800,00	866,67	800,00
66	1000,00	866,67	1000,00	866,67	0,00	0,00
67	166,67	100,00	0,00	0,00	166,67	100,00
68	666,67	400,00	666,67	400,00	666,67	400,00
69	0,00	0,00	266,67	200,00	266,67	200,00
70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Los datos de los tramos de red del sistema de prueba 2 son presentados en la tabla A.5:

Tabla A.5. Información de los tramos de red del sistema de prueba 2

Rama	Envío	Recibo	Longitud [m]	Existente
1	1	2	188	1
2	2	4	376	1
3	4	5	63	1
4	5	6	313	1
5	6	7	188	1
6	7	8	125	0
7	8	9	125	0
8	4	10	122	1
9	10	11	183	0
10	11	12	122	0
11	12	13	153	0

Rama	Envío	Recibo	Longitud [m]	Existente
12	13	14	92	0
13	14	15	183	0
14	7	68	122	1
15	68	69	183	1
16	1	16	188	1
17	16	17	63	1
18	17	18	251	1
19	18	19	157	1
20	19	20	138	1
21	20	21	194	0
22	21	22	81	0
23	17	23	250	1
24	23	24	183	1
25	24	25	122	0
26	25	26	61	0
27	26	27	61	0
28	27	28	122	0
29	28	29	122	0
30	70	30	627	0
31	30	31	125	0
32	31	32	125	0
33	32	33	138	0
34	33	34	200	0
35	34	35	132	0
36	35	36	125	0
37	36	37	188	0
38	37	38	251	0
39	32	39	122	0
40	39	40	61	0
41	40	41	122	0
42	41	42	208	0
43	42	43	147	0
44	40	44	134	0
45	44	45	61	0
46	42	46	122	0
47	35	47	61	0
48	47	48	122	0
49	48	49	122	0

Rama	Envío	Recibo	Longitud [m]	Existente
50	49	50	122	0
51	70	51	63	0
52	51	52	251	0
53	52	53	251	0
54	53	54	157	0
55	54	55	188	0
56	55	56	188	0
57	52	57	31	0
58	57	58	31	0
59	58	59	92	0
60	59	60	147	0
61	55	61	134	0
62	61	62	134	0
63	62	63	92	0
64	63	64	183	0
65	62	65	122	0
66	65	66	61	0
67	66	67	122	0
68	9	50	127	0
69	9	38	53	0
70	15	46	95	0
71	22	67	35	0
72	29	64	35	0
73	45	60	35	0
74	43	38	63	0
75	39	59	63	0
76	21	27	63	0
77	15	9	95	0
78	67	15	63	0
79	70	59	92	0
80	71	29	122	0
81	71	64	183	0
82	71	56	188	0
83	9	69	118	0
84	14	20	194	0
85	14	67	183	0
86	22	63	250	0
87	60	61	200	0

Rama	Envío	Recibo	Longitud [m]	Existente
88	65	45	200	0
89	45	46	180	0
90	43	39	330	0
91	34	43	122	0
92	3	11	127	0
93	3	14	183	0
94	3	18	251	0
95	1	3	63	0

La tabla A.6 muestra los costos asociados a los tipos de subestación utilizados en el sistema de prueba 2:

Tabla A.6. Costos asociados a los tipos de subestación utilizados en el sistema de prueba 2

Tipo	Potencia [MVA]	Costo de instalación y ampliación [US\$]			
1	20	2.700.000	1.350.000	2.700.000	4.050.000
2	30	---	4.050.000	1.350.000	2.700.000
3	40	---	---	5.400.000	1.350.000
4	50	---	---	---	6.750.000

En la tabla A.6, el elemento ii de la matriz corresponde al valor de construir una subestación del tipo i mientras que el elemento ij de la matriz corresponde al costo de ampliar la capacidad de una subestación tipo i al tipo j .