

PLANEACIÓN ÓPTIMA DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO
RECONECTADORES AUTOMÁTICOS PARA AISLAMIENTO DE FALLAS Y
TRANSFERENCIA DE CARGA

OSCAR DANILO MONTOYA GIRALDO

FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
PEREIRA

Febrero de 2014

PLANEACIÓN ÓPTIMA DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO
RECONECTADORES AUTOMÁTICOS PARA AISLAMIENTO DE FALLAS Y
TRANSFERENCIA DE CARGA

OSCAR DANILO MONTOYA GIRALDO

Proyecto de Grado

Para optar al título de Magíster en Ingeniería Eléctrica

Línea de Planeamiento en Sistemas Eléctricos

Director: M.Sc. RICARDO ALBERTO HINCAPIÉ ISAZA

FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
PEREIRA

Febrero de 2014

DEDICATORIA

- A DIOS quien permite cada día dar un paso en el contrucción de mi destino y me ayuda con su sabiduría a hacer realidad mis metas.
- A mi madre Ana M. Giraldo, mi padre Jesus A. Montoya y mis hermanos Ancizar y Daniel por ser la familia unida que siempre me ha apoyado en mi desarrollo profesional y que de manera incondicional han luchado cada día por que mis sueños se hagan realidad.
- A mis sobrinos Danny Alejandro, Johan Sebastian y Ángeles Daniela que a sus cortas edades me recuerdan la alegría de ser un niño y que sin saber lo difícil de la vida, siempre están presentes con sonrisas y abrazos disfrutando cada momento que pasa.
- A Sara Yulieth Bocanegra que con su amor llena mi vida de felicidad y hace que todos aquellos momentos difíciles sean más llevaderos con su presencia.

AGRADECIMIENTOS

- Al director de este proyecto Ms.C Ricardo Alberto Hincapié Isaza por brindarme su apoyo y confianza, guiarme desde su conocimiento y experiencia de la mejor manera y colaborar en todos los aspectos de mi desarrollo profesional.
- Al director de mi joven investigador Ph.D Mauricio Granada Echeverri por aceptar el reto de realizar ese proyecto, guiarme desde su experiencia y confiar en mis habilidades para la realización de otras investigaciones.
- Al Ph.D Carlos Julio Zapata por tener en cuenta mis capacidades en la realización de proyectos y compartir su experiencia profesional en beneficio de todo el grupo de investigación.
- A los ingenieros Alejandro Grajales Otalvaro, Camilo Andrés Acosta, Juan Guillermo Valenzuela, Rubén Iván Bolaños, Sebastian Giraldo y Victor Mario Vélez, y a todos todos mis compañeros del programa de maestría por contribuir con sus opiniones y compartir sus conocimientos en el desarrollo de este proyecto.
- Al programa de Jóvenes Investigadores e Innovadores del año 2012, por su apoyo la propuesta de investigación presentada bajo el título *Localización Óptima de Reconectores, Seccionalizadores y Fusibles en Sistemas de Distribución de Energía para Aislamiento de Fallas*, enmarcada dentro del convenio interadministrativo especial N° 0724 de 2012 entre la Universidad Tecnológica de Pereira y COLCIENCIAS y financiada mediante el contrato N° 5347 de 2013.

El autor.

RESUMEN

En este trabajo se presenta una metodología para resolver el problema de planeamiento de sistemas de distribución primarios en conjunto con la ubicación óptima de reconectores automáticos para aislamiento de fallas y transferencia de carga. Para solucionar el problema del planeamiento se formula un modelo mono-objetivo de tipo no lineal entero mixto, el cual tiene como objetivo la minimización de los costos de inversión y operación sujeto a un conjunto de restricciones técnicas y operativas; para solucionarlo se emplea el algoritmo Búsqueda Tabú (BT). Para el problema de la ubicación de reconectores se plantea un modelo multi-objetivo de tipo no lineal entero mixto, el cual tiene como objetivos la minimización de los costos de inversión y la minimización del nivel de energía no servida; para solucionarlo se emplea el Algoritmo Genético de Ordenamiento no dominado (NSGA II, por sus siglas en inglés). Para darle solución al problema de la planeación de sistemas de distribución considerando reconectores, en este trabajo se proponen dos enfoques: el primero emplea una metodología en cascada y el segundo una metodología integrada.

En el primer enfoque inicialmente se soluciona el problema de la planeación óptima de la red y luego son ubicados los reconectores normalmente cerrados y normalmente abiertos para aislamiento de fallas y transferencia de carga, respectivamente.

El segundo enfoque considera la planeación de la red de distribución en conjunto con la ubicación de reconectores en forma integrada, lo que quiere decir que cada propuesta de solución para el problema de planeamiento lleva consigo la propuesta de ubicación óptima de los elementos de protección.

Para validar ambas metodologías propuestas son empleados dos sistemas de prueba de la literatura especializada de diferentes tamaños. Debido a que en la solución de este tipo de problemas los sistemas son modelados por su equivalente monofásico, en este trabajo se modificaron estos dos sistemas para introducir el efecto del desbalance de cargas, con el fin de ajustarlos a la realidad de los sistemas eléctricos en Colombia. Finalmente los resultados de las metodologías son comparados para verificar su eficiencia.

Índice general

Índice general	I
Índice de figuras	VI
Índice de tablas	VIII
1. Introducción	6
1.1. Aspectos considerados	7
1.2. Antecedentes	9
1.2.1. Estado del arte sobre planeación de redes de distribución	10
1.2.2. Estado del arte sobre ubicación óptima de elementos de protección en sistemas de distribución	12
1.2.3. Marco referencial integrado y comentarios finales	14
1.3. Aportes del proyecto	15
1.4. Productos derivados de la investigación	15
1.4.1. Joven investigador	16
1.4.2. Proyectos de grado de Ingeniería Eléctrica	16
1.4.3. Ponencias en congresos	17

1.4.4. Artículos en revistas	17
1.5. Estructura del documento	18
2. Descripción y modelado matemático	19
2.1. Fundamentación teórica y formulación general del PPRD	19
2.1.1. Función objetivo	21
2.1.2. Restricciones	24
2.1.3. Modelo matemático completo para el PPRD	26
2.2. Fundamentación teórica y formulación general del PLODP	27
2.2.1. Definición de las áreas o zonas de influencia de las fallas	28
2.2.2. Área desde el punto de vista de energía constante	28
2.2.3. Aspectos considerados en el modelo	30
2.2.4. Modelado matemático del PLODP	30
3. Algoritmo de optimización búsqueda tabú	35
3.1. Generalidades	35
3.2. Conceptos y definiciones básicas del BT	37
3.3. Descripción general del BT básico	38
3.4. Estrategias avanzadas	41
3.5. Esquemas de memoria	42
3.5.1. Memoria de corto plazo	42
3.5.2. Memoria de largo plazo	42
3.6. Criterio de aspiración	42

3.7. Codificación empleada para el PPRD	44
3.8. Configuración inicial	46
3.9. Estructuras de vecindad	47
3.9.1. Cambio de capacidad en las subestaciones	47
3.9.2. Cambio de calibre en conductores	48
3.9.3. Reconfiguración topológica de la red	48
3.9.4. Balance de fases	50
3.10. Función de adaptación para el PPRD	50
3.11. Criterios de parada	51
3.12. Aplicación del BT al PPRD	52
4. Optimización multi-objetivo	53
4.1. Formulación general de un problema multi-objetivo	53
4.2. Algoritmo genético de ordenamiento no dominado (NSGA II)	54
4.2.1. Concepto de dominancia	54
4.2.2. Distancias de apilamiento	57
4.2.3. Diagrama de flujo para el algoritmo NSGA II	58
4.3. Aplicación del NSGA II al PLODP	59
4.3.1. Selección de los puntos candidatos para ubicación de RNC	61
4.3.2. Selección de los puntos candidatos para ubicación de RNA	61
4.4. Codificación empleada para el PLODP	62
4.5. Selección de una configuración del frente de Pareto	63

5. Metodología Propuesta	65
5.1. Solución del PPRD y el PLODP empleando un esquema en cascada	65
5.2. Solución del PPRD y el PLODP empleando un esquema integrado	67
6. Aplicación y resultados	69
6.1. Sistema de Prueba 1	71
6.1.1. Resultados obtenidos con la metodología en cascada	72
6.1.2. Resultados obtenidos con la metodología integrada	75
6.2. Sistema de prueba 2	78
6.2.1. Resultados obtenidos con la metodología en cascada	79
6.2.2. Resultados obtenidos con la metodología integrada	82
6.3. Análisis de resultados	85
6.3.1. Sistema 34 nodos	85
6.3.2. Sistema 54 nodos	86
6.3.3. Comentarios finales	87
7. Conclusiones, recomendaciones y trabajos futuros	88
7.1. Conclusiones	88
7.2. Recomendaciones y trabajos futuros	90
Bibliografía	91
Apéndices	94
A. Sistemas de prueba	96

A.1. Información del sistema de 34 nodos modificado	96
A.2. Información del sistema de 54 nodos	101

Índice de figuras

2.1. Zonificación de un circuito de distribución por áreas de protección	28
2.2. Clarificación de una falla de tipo permanente en la zona 3	29
3.1. Generación de vecinos alrededor de una configuración	39
3.2. Esquema general del un algoritmo BT básico	40
3.3. Proceso de búsqueda en el espacio de solución a través de reinicio del punto de arranque	41
3.4. Esquema general para la selección de la siguiente configuración	44
3.5. Esquema de codificación empleado para representar el PPRD	45
3.6. Diagrama de flujo del algoritmo heurístico constructivo	46
3.7. Algoritmo BT aplicado al PPRD	52
4.1. Proceso de selección de las soluciones no dominadas de una población completa [1]	55
4.2. Representación del cuboide para un problema de minimización bi-objetivo [1].	57
4.3. Diagrama de flujo de la técnica de optimización multi-objetivo NSGA II	59
4.4. Configuración para el sistema de distribución	60
4.5. Posibles ubicaciones de RNC y RNA en un sistema de distribución (ver convenciones de la Figura 2.1)	62

4.6. Propuesta de codificación para reconfiguradores NC y NA	63
4.7. Región de tendencia de aparición de la solución seleccionada según el criterio <i>máx-mín</i> .	64
5.1. Diagrama de flujo para la metodología en cascada	66
5.2. Diagrama de flujo para la metodología integrada	68
6.1. Configuración inicial del sistema de prueba 1	72
6.2. Configuración final obtenida por la metodología en cascada	73
6.3. Configuración final obtenida por la metodología integrada	76
6.4. Configuración inicial del sistema de 54 nodos modificado	79
6.5. Configuración final obtenida por la metodología en cascada	80
6.6. Configuración final obtenida por la metodología integrada	83

Índice de tablas

3.1. Factores de penalización empleados	50
6.1. Costos asociados a los tipos de conductor	70
6.2. Costos asociados a los tipos de subestación del sistema 1	70
6.3. Datos de las subestaciones del sistema 1	70
6.4. Parámetros del NSGA II y el AGCB	71
6.5. Cantidad de calibres empleados para el sistema 1	73
6.6. Tipo de subestaciones del sistema 1	74
6.7. Tramos de red con reconectores	74
6.8. Costos desagregados de planeación para el sistema 1	74
6.9. Cantidad de calibres empleados para el sistema 1	76
6.10. Tipo de subestaciones del sistema 1	77
6.11. Tramos de red con reconectores	77
6.12. Costos desagregados de planeación para el sistema 1	77
6.13. Cantidad de calibres empleados para el sistema 2	80
6.14. Tipo de subestaciones del sistema 2	81

6.15. Tramos de red con reconectores	81
6.16. Costos desagregados de planeación para el sistema 2	82
6.17. Cantidad de calibres empleados para el sistema 2	83
6.18. Tipo de subestaciones del sistema 2	84
6.19. Tramos de red con reconectores	84
6.20. Costos desagregados de planeación para el sistema 2	84
A.1. Cargas conectadas en estrella para el sistema de 34 nodos	96
A.2. Cargas conectadas en delta para el sistema de 34 nodos	98
A.3. Información de conductores para el sistema de 34 nodos	99
A.4. Cargas conectadas en estrella para el sistema de 54 nodos	102
A.5. Información de conductores para el sistema de 34 nodos	104

Lista de algoritmos

- 1. Determinación de vecinos por cambio de calibre 48
- 2. Determinación de vecinos por diferencial de tensión 49
- 3. Clasificación de la población R_t en frentes de Pareto 56
- 4. Determinación de las distancias de apilamiento 58
- 5. Selección de los tramos de red candidatos a la ubicación de RNC 61

Nomenclatura y Notaciones

Abreviaciones

- NENS : Nivel de energía no servida.
- PPRD : Problema de planeamiento de redes de distribución.
- PLODP : Problema de localización óptima de dispositivos de protección.
- RNA : Reconectador normalmente cerrado.
- RNC : Reconectador normalmente abierto.
- CAUE : Costo anual uniforme equivalente.

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_D : Conjunto que define los puntos candidatos para ubicación de RNA y RNC.
- Ω_{ij} : Conjunto que contiene todos los tramos de red.
- 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_{ijN} : Subconjunto de Ω_{ij} que contiene todas las líneas conectadas.
- Ω_Y : Conjunto de todas las áreas que se forman por la ubicación de los RNA y RNC.
- Ω_{yN} : Subconjunto de Ω_Y que contiene los nodos del área y .
- Ω_{yL} : Subconjunto de Ω_Y que contiene todas las líneas del área y .

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.
- C_m : Costo de instalación de un reconector en la posición m .
- 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 d .
- CNS^c : Costo de construcción de la subestación tipo d .
- C_{kWh} : Costo de la energía.
- CAC : Costo de apertura de un tramo de red existente.
- 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 .
- $L_{ij,y}$: Longitud del tramo de red ij contenido en el área y .
- $ND_{máx}^p$: Número máximo de dispositivos de protección disponibles.
- 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.
 $P_{k,y}$: Potencia activa en el nodo k contenido en el área y .
 $P_{k,abc}^D$: 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 .
 $r_{ij,y}$: Tiempo promedio de reparación de una falla permanente en el tramo de red ij contenido en el área y .
 $R_{ij,abc}^c$: Resistencia del conductor en tramo de red ij para un conductor tipo c .
 $RF_{\text{máx}}$: Recurso financiero máximo para la etapa de planeamiento de la red.
 $RF_{\text{máx}}^{DP}$: Recurso financiero máximo para la etapa de confiabilidad.
 t : Índice que recorre los años del periodo de planeamiento.
 $V_{k,abc}^{\text{mín}}$: Voltaje mínimo permitido en la barra k para las fases a , b y c .
 $V_{k,abc}^{\text{máx}}$: Voltaje máximo permitido en la barra k para las fases a , b y c .
 y : Índice que recorre el número de áreas conformadas
 $\lambda_{ij,y}$: Tasa de fallas permanentes del tramo de red ij contenido en el área y .
 λ_{ij}^c : Parámetro que indica si existe (1) o no (0), un conductor tipo c en el tramo de red ij .
 λ_k^d : Parámetro que indica si existe (1) o no (0), una subestación tipo d en el nodo k .
 λ_k^b : Posibilidad del balance de fases b en el nodo k .
 γ_k^b : Parámetro que indica el tipo de conexión de las fases en el nodo k .

Variables

Variables 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 .

x_m : Variable de decisión de la instalación del reconector en la posición m .

Todas las variables toman el valor de uno (1) si se realiza la acción y cero (0) en caso contrario.

Variables continuas

$V_{k,abc}^{cal}$: Voltaje en la barra k para las fases a , b y c .

$I_{ij,abc}^h$: Corriente por cada fase en el tramo de red ij para el periodo h .

$\theta_{k,abc}^h$: Ángulo del voltaje en la barra k para las fases a , b y c en el periodo h .

V_k : Voltaje en la barra k contenida en el área y .

$S_{ij,abc}^{loss}$: Pérdidas de potencia aparente en el tramo ij .

$S_{k,abc}^{SE}$: Potencia aparente generada en las subestaciones.

Funciones

z_1 : Función objetivo que determina los costos asociados a la solución del PPRD.

z_2 : Función objetivo que determina el NENS para una configuración factible de la red.

z_3 : Función objetivo que determina el costo asociado a la inversión en RNA y RNC.

Capítulo 1

Introducción

Las redes de distribución de energía eléctrica se encuentran en una constante y creciente expansión, impulsada por el desarrollo económico y social de los países. Es así como los estudios relacionados con la expansión del sistema eléctrico de distribución pretenden ampliar la red de tal manera que se pueda atender de forma eficiente y oportuna el crecimiento de la demanda energética, maximizando la seguridad y confiabilidad de su infraestructura física.

El objetivo fundamental de la expansión de la red de distribución, es suministrar una energía con los más altos niveles de calidad, buscando la sostenibilidad económica de las empresas distribuidoras y con la premisa del mínimo costo de energía para los usuarios finales. En este contexto un plan de expansión se puede caracterizar como un diseño de la red de distribución, que garantice el suministro de energía eléctrica al conjunto de usuarios existentes y futuros dentro de un horizonte de tiempo con demanda conocida, tal que se cumplan todas las restricciones técnicas y operativas, además de los criterios establecidos en las políticas regulatorias del sector, minimizando el costo de inversión y operación del sistema.

Un inadecuado planeamiento de estos sistemas se puede ver reflejado en sobrecargas en circuitos primarios y subestaciones de distribución, problemas de regulación, incremento en las pérdidas técnicas del sistema, pérdida de confiabilidad y calidad, sobredimensionamiento de los elementos y sobrecostos en los proyectos. Por lo tanto, concebir un buen plan de expansión de la red implica considerar estrategias que eviten la aparición de los problemas mencionados anteriormente, así como garantizar

un nivel mínimo de confiabilidad en el sistema, en función de la atención y disponibilidad de energía para el consumidor final durante el horizonte de planeamiento.

Adicional a lo anterior, la operación de los sistemas eléctricos presenta variaciones ante fenómenos externos a sus condiciones estacionarias, que pueden afectar drásticamente el bienestar de los usuarios finales y que suceden cuando el sistema se ve expuesto a alteraciones producidas por eventos de falla. Bajo estas condiciones operativas un inadecuado esquema de protecciones puede ocasionar una operación deficiente del sistema causando problemas asociados a: pérdida excesiva de carga, violación de límites operativos, deterioro de la vida útil de todos los elementos de la red, empeoramiento de los indicadores de confiabilidad y penalizaciones de los entes reguladores. Con el fin de solucionar los problemas anteriores, es necesario que las empresas distribuidoras cuenten con estrategias de aislamiento de fallas y transferencia de carga, lo cual se puede lograr a través de la selección óptima de puntos de corte con reconectores normalmente cerrados y puntos de transferencia con reconectores normalmente abiertos. Con esto se flexibiliza la operación del sistema ante fenómenos externos y se obtienen beneficios adicionales por el cumplimiento de estándares normativos y mejoramiento de la calidad del servicio.

1.1. Aspectos considerados

En primer lugar, considerar la confiabilidad de un sistema eléctrico implica tener en cuenta gran cantidad de aspectos y variables, en su mayoría con comportamiento estocástico y en muchos casos desconocido, que requieren de gran cantidad de datos históricos para una predicción adecuada en el horizonte de planeamiento; por tanto, desde el punto de vista de la planeación de la expansión, una forma de tener en cuenta aspectos relacionados con la confiabilidad de la red, es a través de estrategias de mitigación de fallas por medio de elementos de protección ubicados en forma estratégica sobre el sistema y elementos de transferencia de carga que puedan recuperar la mayor cantidad de energía y redistribuir los flujos de tal forma que la red no esté expuesta a operaciones riesgosas, siempre pensando en el bienestar y confort de los usuarios finales, así como la reducción de penalizaciones a las empresas distribuidoras por deficiencias del servicio.

Adicionalmente las políticas regulatorias del sector eléctrico están formuladas en función de la

maximización de la calidad en el suministro de energía a los usuarios finales. Por lo tanto desde esta óptica, es indispensable contar con metodologías de planeamiento a largo plazo, que vayan de la mano con las condiciones operativas de la red y puedan en conjunto garantizar su adecuada operación. En este contexto, es obvio que los planes de expansión están ligados a lo establecido por la normatividad del sector, razón por la cual deben cumplir con sus lineamientos. Una forma de lograrlo es considerando el sistema actual y su necesidad de expansión bajo un ambiente de redes inteligentes, en la que se garantice el servicio en condiciones normales de operación y la mayor atención posible en estados de emergencia.

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 solo como un elemento más que debe ser atendido, sino como un elemento que debe ser atendido con altos niveles de calidad y confiabilidad, lo que finalmente se traduce en el desarrollo de planes de expansión confiables.

El desarrollo de un modelo matemático de optimización en función de las condiciones anteriores, dan 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 cierto grupo de protecciones, así como variables de tipo continuo en función de los flujos de potencia y los voltajes nodales.

Con el fin de encontrar la solución óptima de la planeación de sistemas de distribución considerando localización de reconectores normalmente abiertos y cerrados, en este trabajo se emplean dos enfoques: el primero considera una metodología en cascada donde inicialmente se encuentra el diseño óptimo de la red y luego se localizan los reconectores sobre el sistema. El segundo enfoque plantea una metodología integrada, la cual considera en forma simultánea para cada configuración propuesta de la red de distribución, la ubicación de los reconectores.

En ambos enfoques la etapa de la planeación de sistemas de distribución formula el problema como un modelo 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, máxima caída de tensión permitida y radialidad de la red; esta etapa es solucionada usando un algoritmo búsqueda tabú.

En la etapa de ubicación óptima de reconectores el problema es formulado como un modelo multi-objetivo de tipo no lineal entero mixto, el cual tiene como funciones objetivo la minimización de costos de inversión y el nivel de energía no servida. El conjunto de restricciones considera la cargabilidad de tramos de red que permiten transferencia de carga, regulación de tensión y restricciones de tipo financiero; esta etapa es solucionada usando un algoritmo NSGA II. Debido a que en la solución de este problema se emplea una técnica multi-objetivo, para seleccionar una única solución del frente de Pareto se emplea una métrica conocida como el criterio *max-min*. Esta estrategia es empleada en los dos enfoques propuestos.

Ambas técnicas de solución (BT y NSGA II) fueron seleccionadas debido a las características combinatoriales de la temática tratada y por su fácil adaptación a estos problemas, además de los excelentes resultados obtenidos en trabajos similares.

1.2. Antecedentes

Desde hace aproximadamente 60 años los centros de investigación relacionados con la ingeniería eléctrica, han volcado su mirada en el desarrollo de sistemas eléctricos eficientes, razón por la cual, hoy en día es posible encontrar gran cantidad de artículos y libros que abordan temáticas relacionadas con redes de distribución de energía y su confiabilidad. Sin embargo, en esta revisión del estado del arte, se consideran los trabajos desarrollados desde el año 2000 en adelante, dado que cuentan con información más actualizada y relevante en esta temática y por tanto es posible inferir que han recopilado y mejorado los resultados de las investigaciones realizadas en años anteriores.

Adicional a lo anterior, esta sección de revisión está dividida en tres subsecciones: en primer lugar se abordan los trabajos relacionados con la planeación de sistemas de distribución, valorando en algunos casos la confiabilidad de la red, en segundo lugar aquellos trabajos que tratan temas de confiabilidad

a partir de la ubicación de elementos de protección y finalmente aquellos documentos donde se han trabajado las dos temáticas en forma integrada.

1.2.1. Estado del arte sobre planeación de redes de distribución

En 2000 Bhowmik *et al.* desarrollan en [2] una metodología para la planeación óptima de redes de distribución de gran tamaño a través de un modelo no lineal, considerando como función objetivo la minimización de los costos de inversión y operación. Esta metodología se desarrolla en tres etapas: en la primera etapa definen los puntos de ubicación de las fuentes de alimentación de los circuitos (subestaciones), en la segunda determinan las rutas de los alimentadores para atender a todas las cargas y finalmente en la tercera etapa evalúan la confiabilidad de la red, por medio de la valoración económica de la energía no suministrada.

En 2002 Ranjan *et al.* en [3] presentan una metodología de planeación de sistemas de distribución, considerando como desconocidos los posibles puntos de ubicación de las subestaciones, con lo que presentan un modelo generalizado para la planeación de redes de distribución, que determina los puntos óptimos de localización para la subestaciones en función de criterios técnicos, como máxima caída de tensión y reducción de pérdidas. Son incorporados algoritmos de optimización para determinar el calibre óptimo de los conductores y sus respectivas rutas. Adicionalmente es modificado el flujo de carga para tener en cuenta la combinación de cargas en los nodos del sistema. La metodología es validada mediante un ejemplo de aplicación.

En 2004 Gómez *et al.* en [4] presentan una metodología para la planeación de redes de distribución considerando un modelo de programación no lineal entero mixto. Como herramienta de solución se emplea la técnica metaheurística de optimización denominada Colonia de Hormigas, inspirada en el comportamiento de estos insectos en su entorno natural. La metodología se valida en dos sistemas de dimensiones reales con diferente grado de complejidad y los resultados son comparados con los obtenidos a través de algoritmos genéticos, mostrando mejoras significativas en los tiempos de cómputo necesarios para encontrar la mejor solución.

En este mismo año en [5], se presenta un algoritmo de optimización de colonia de hormigas en su versión multi-objetivo para el problema de la planeación de redes de distribución. Esta metodología

considera como funciones objetivo la confiabilidad, valorada a través del indicador de la frecuencia media de interrupción (SAIFI) y el costo total de la planeación. El algoritmo encuentra en el frente de óptimo de Pareto las soluciones óptimas para el SAIFI y el costo de inversión, cuando el problema es modelado a través de representaciones mono-objetivo, con lo que se garantiza que en el frente óptimo están contenidos los mejores compromisos entre las funciones objetivo.

En 2006 Ramírez *et al.* presentan en [6] una metodología de planeación de redes eléctricas empleando un algoritmo de Búsqueda Tabú multi-objetivo para lo que denominan planeamiento difuso de sistemas de distribución. Son consideradas en forma simultánea tres funciones objetivo: el costo del proyecto, confiabilidad y robustez. Adicional a esto, usan estrategias de intensificación y diversificación como técnicas de búsqueda sobre el espacio de soluciones. La metodología es validada en un sistema de distribución de 182 nodos, encontrando 31 soluciones no dominadas pertenecientes al frente óptimo de Pareto. En este mismo año, los autores en [7] dan a conocer una metodología multi-objetivo empleando un algoritmo de Búsqueda Tabú para el problema de la expansión de redes eléctricas. Usan el método de optimización multi-objetivo a través de restricciones límite y proponen un esquema vertical de dos etapas. En la primera de ellas es determinado el número de subestaciones óptimas y su capacidad, y en la segunda etapa son determinadas las rutas y los calibres de los conductores. La metodología se valida en un sistema de prueba de 36 barras y son comparados los desempeños con respecto a técnicas de optimización como Recocido Simulado y Algoritmos Genéticos, mostrando mejores resultados.

En 2010 Lavorato *et al.* en [8] presentan un método heurístico para la planeación de redes de distribución basado en factores de sensibilidad para seleccionar los tramos de red o subestaciones candidatas a hacer parte de la solución, por medio de la relajación de problema de planeamiento a través de un modelo continuo resuelto en un paquete de optimización comercial. La metodología se valida en tres sistemas de la literatura especializada, encontrando los resultados óptimos conocidos para dichos sistemas.

En 2012 Lavorato *et al.* presentan en [9] un esquema de planeamiento de sistemas de distribución considerando un modelo de programación no lineal entero mixto. Como restricciones del problema son impuestas las ecuaciones de balance nodal y radialidad, entre otras. La metodología es resuelta mediante la implementación del modelo en el paquete de optimización comercial AMPL con el optimizador KNITRO. Los resultados obtenidos reflejan la eficiencia del modelo, encontrando la solución óptima, para dos sistemas de prueba de la literatura especializada.

1.2.2. Estado del arte sobre ubicación óptima de elementos de protección en sistemas de distribución

En [10] Bupasiri *et al.* en 2003 presentan un modelo matemático para el problema de localización óptima de dispositivos de protección, considerando reconectores, llaves de conmutación manual y fusibles. El problema es presentado como un modelo de programación no lineal binario que considera la minimización de una función de costos de inversión y operación durante toda la vida útil denominada LLC (*life cycle cost*) y se resuelve usando el paquete de optimización comercial LINDO con el solver LINGO.

En [11] Da Silva *et al.* en 2004 presentan un modelo matemático no lineal binario (NLBP) para la ubicación óptima de reconectores, seccionadores y fusibles en sistemas de distribución, minimizando el indicador SAIFI. Como técnica de solución implementan un algoritmo genético y se valida la metodología en un sistema eléctrico de proporciones reales.

Tippachon y Rerkpreedapong en 2009 [12] muestran una metodología multi-objetivo para la localización óptima de reconectores, *switches* y fusibles para la minimización de tres objetivos en forma simultánea: minimización de los indicadores SAIFI y SAIDI, además de la minimización de costos de inversión y costos por energía no suministrada. Como técnica de solución se emplea un algoritmo de colonia de hormigas en su versión multi-objetivo.

Ferreira *et al.* en 2010 [13] desarrollan una metodología multi-objetivo para localización de reconectores, seccionadores, fusibles y llaves de conmutación en sistemas de distribución de energía eléctrica mediante una formulación matemática que minimiza tres objetivos simultáneamente: SAIFI, SAIDI y MAIFI. Se emplea como técnica de solución un algoritmo NSGA II y se usan criterios especializados para la determinación del frente de Pareto que garantiza optimalidad global.

Los autores en [14] presentan en 2011 una metodología para localizar interruptores, elementos de transferencia, fusibles y seccionadores, empleando programación binaria, con el fin de minimizar el costo de los dispositivos, además de los costos asociados a la energía no servida y el deterioro de la vida útil de los elementos del sistema, entre otros. Se muestran los índices SAIFI y SAIDI, relacionados con la confiabilidad del sistema para cada una de las propuestas de solución. Los autores aplican programación binaria para solucionar el problema de localización óptima, ya que la naturaleza del problema tiene

implícita está característica, asociada a la aparición o no de los elementos de protección, razón por la cual descartan la aplicación de técnicas metaheurísticas como herramienta de solución.

Popovic *et al.* [15] en 2012 proponen una metodología para encontrar el nivel óptimo de automatización de redes de distribución de energía eléctrica de media tensión considerando diferentes elementos de protección (interruptores, reconectadores, seccionalizadores y switches). Se emplea un algoritmo heurístico combinatorial para evaluar el problema incluyendo varias funciones objetivo tales como minimización del SAIFI y la relación costo/beneficio, teniendo en cuenta restricciones operativas y de inversión.

En [16] Ferreira y Bretas en 2012, desarrollan un modelo matemático para la minimización de los indicadores SAIDI y SAIFI. Además del costo de inversión asociado a los elementos de protección, se propone localizar reconectadores, *switches* y fusibles como un modelo de optimización mono-objetivo usando el paquete de optimización comercial GAMS con el solver BARON, y se realiza una comparación con respuestas obtenidas mediante la implementación de algoritmos genéticos. En este mismo año, Pulgarín *et al.* en [17] desarrollan una metodología de localización óptima de reconectadores normalmente abiertos para transferencia de carga en sistemas de distribución de media tensión. Consideran como funciones objetivo los costos de instalación y el nivel de energía no servida promedio. El modelo se resuelve a través de un algoritmo genético de ordenamiento no dominado NSGA II y como estrategia de evaluación se emplea el criterio de contingencia $n - 1$ y un flujo de carga linealizado. La metodología es validada en un sistema de distribución colombiano, propiedad de la Empresa de Energía del Quindío (EDEQ).

También en 2012 se presenta en [18] un modelo de programación no lineal binario mixto para la localización óptima de reconectadores y fusibles, por medio de la aplicación de las estrategias de coordinación “*fuse blow scheme*” y “*fuse saving scheme*”. Los indicadores SAIFI y MAIFI son modelados en función de los elementos de protección considerados y se involucran en las funciones objetivo. El modelo es resuelto mediante un paquete de optimización comercial y es construido un frente óptimo de Pareto a partir de la evaluación a través de factores de ponderación en las funciones objetivo.

1.2.3. Marco referencial integrado y comentarios finales

De acuerdo a esto, la red de distribución es modelada en forma trifásica con el fin de tener una mejor aproximación a los sistemas reales.

Por otro lado cuando las redes eléctricas son planeadas en un horizonte de estudio con demanda conocida, no son considerados los eventos de falla como parte de los objetivos del estudio, con lo cual deja de valorarse la posibilidad de encontrar esquemas de operación que sean eficientes ante este tipo de fenómenos. En la literatura especializada solo existen dos trabajos que tienen en cuenta esta característica.

En primer lugar, Peñuela en su tesis doctoral [19] presenta diferentes modelos matemáticos para la expansión y operación de sistemas eléctricos, considerando diferentes elementos de protección (reconectores, seccionadores, fusibles y relés) y fuentes de generación distribuida. La metodología propuesta consta de dos etapas para su solución: primero es determinada una posible solución del problema de planeamiento de la red de distribución y una vez conocida esta topología, se procede a ubicar el conjunto de dispositivos de protección necesarios para minimizar la energía no suministrada de todo el sistema. Para este propósito es empleado el algoritmo de optimización multi-objetivo NSGA II y las pruebas son realizadas en varios sistemas de prueba de la literatura especializada. En segundo lugar Ganguly *et al.* en [20] presentan un modelo multi-objetivo para la solución al problema de planeamiento de sistemas de distribución considerando elementos de transferencia para mejorar indicadores de confiabilidad. El modelo considera como primer función objetivo los costos de instalación y operación de la red y como segunda función objetivo los costos de interrupción del servicio. Es empleada una técnica de solución por ponderación de las funciones objetivo para conformar el frente óptimo de Pareto y la metodología se valida en sistemas de 21, 54 y 100 barras con excelentes resultados en comparación con modelos que resuelven el problema desde la óptica mono-objetivo.

Según lo anterior, es de notar que lo propuesto en este trabajo corresponde a una temática poco estudiada desde el punto de vista de la planeación de redes de distribución de energía eléctrica incorporando esquemas de confiabilidad, por lo que se observa la importancia que tiene el desarrollo de esta investigación.

1.3. Aportes del proyecto

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

- 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.
- Generalmente se ha trabajado la ubicación de reconectores normalmente abiertos y cerrados de forma independiente. En este trabajo se considera su ubicación de forma simultánea, dado que la instalación de uno de ellos afecta la localización del otro elemento.
- En la literatura especializada no hay reportes del uso de indicadores de sensibilidad para generar el conjunto propuesto de reconectores normalmente abiertos y cerrados para instalar en el sistema. En este trabajo se proponen dos indicadores para generar dicho conjunto, a partir de la información obtenida de la etapa de planeación del sistema de distribución.
- Se proponen dos enfoques diferentes para solucionar el problema de la planeación de sistemas de distribución considerando reconectores normalmente cerrados y abiertos para aislamiento de fallas y transferencia de cargas, respectivamente.
- Debido a que en la literatura especializada no se encuentran 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.
- Los resultados obtenidos con ambos enfoques propuestos pueden ser valores de referencia para futuros trabajos, con el fin de verificar la validez de nuevas metodologías.

1.4. Productos derivados de la investigación

A continuación se presentan los productos derivados de este proyecto.

1.4.1. Joven investigador

Se desarrolló la propuesta de investigación denominada *Localización óptima de elementos de protección en sistemas de distribución de energía para aislamiento de fallas*, a través de la convocatoria Jóvenes Investigadores de Colciencias del año 2013.

1.4.2. Proyectos de grado de Ingeniería Eléctrica

1. **Ubicación óptima de reconectores y fusibles en sistemas de distribución de energía para el mejoramiento de índices de confiabilidad.** En esta investigación se aborda el problema a través de un modelo matemático de tipo no lineal entero mixto con dos funciones objetivo tratadas en forma independiente, donde la primera de ellas corresponde al indicador de confiabilidad SAIFI y la segunda al indicador MAIFI, ambas sujetas a un conjunto de restricciones no lineales, que llevan en cuenta las características operativas de la red. Se propone una metodología de solución a través de la implementación del modelo matemático en un paquete de optimización comercial y la implementación del algoritmo genético de Chu & Beasley, con lo cual es posible comparar resultados y presentar las ventajas de las técnicas metaheurísticas para la solución de este tipo de problemas. El estado de proyecto es: *finalizado*.
2. **Determinación de indicadores de sensibilidad para seleccionar puntos candidatos para localización de elementos de protección.** En esta investigación se propone generar un conjunto de puntos candidatos para la ubicación de elementos de protección a través de algoritmos heurísticos basados en características operativas de la red, así como de condiciones topológicas y tipos de usuarios. El estado del proyecto es: *en ejecución*.
3. **Técnica heurística para determinar conjunto de lugares propuestos para ubicar reconectores normalmente abiertos para transferencia de carga.** En este trabajo se propone la ubicación óptima de dispositivos de protección sobre sistemas de distribución considerando múltiples alimentadores y diferentes subestaciones, con el fin de mejorar los indicadores de confiabilidad de la red, a la vez que se proponen estrategias para la selección adecuada de puntos de transferencia de carga. El estado de este proyecto es: *en ejecución*.

4. **Ubicación óptima de reconectadores normalmente abiertos en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida.** Es este trabajo se plantea una metodología que permite la ubicación óptima de reconectadores normalmente abiertos sobre la red de distribución con generadores distribuidos, de tal manera que se permita la operación de la red incluso bajo eventos de falla que comprometan la subestación. Esto permite operaciones temporalmente aisladas de los generadores distribuidos (islas en el sistema), con lo que se minimiza la afectación sobre los usuarios finales. El estado de este proyecto es: *en ejecución*.

1.4.3. Ponencias en congresos

1. **Optimal location of automatic reclosers using MOEA SPEA II.** Simposio Brasileiro de Sistemas Eléctricos (SBSE), Foz do Iguaçu (Paraná), Brasil, 22 al 25 de abril de 2014. Estado de la ponencia: *aceptada*.
2. **Methodology for Optimal Distribution System Planning Considering Automatic Reclosers to Improve Reliability Indices.** IEEE PES 2014 Transmission & Distribution Conference and Exposition, Latin America, Medellín, Colombia, septiembre de 2014. Estado de la ponencia: *en revisión*.

1.4.4. Artículos en revistas

1. **Nuevo enfoque para la localización óptima de reconectadores en sistemas de distribución considerando la calidad del servicio y los costos de inversión.** Ingeniare. Revista chilena de ingeniería. Estado del artículo: *en revisión*.
2. **Ubicación óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución de energía: revisión del estado del arte.** Revista de la Universidad Nacional Autónoma de México. Ingeniería Investigación y Tecnología. Estado del artículo: *en revisión*.
3. **Optimal location of automatic reclosers and fuses in distribution systems using multi-objective approach.** Journal of Electrical Power and Energy Systems. Estado del artículo: *en revisión*.

1.5. Estructura del documento

En el Capítulo 2 se presenta la descripción y formulación matemática de los problemas de la planeación de sistemas de distribución y localización de reconectores normalmente abiertos y cerrados. Luego en el Capítulo 3 se describe el algoritmo Búsqueda Tabú, el cual es empleado para solucionar el problema de la planeación. Posteriormente en el Capítulo 4 se ilustran los aspectos más importantes del algoritmo NSGA II, el cual es empleado en la solución del problema de localización de reconectores. En el Capítulo 5 se plantean los dos enfoques propuestos para solucionar el problema tratado. En el Capítulo 6 se describe la aplicación de ambos enfoques a dos sistemas de prueba y los resultados obtenidos. Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones obtenidas de este trabajo.

Capítulo 2

Descripción y modelado matemático

2.1. Fundamentación teórica y formulación general del PPRD

El PPRD se enmarca desde una óptica mono-objetivo como un plan de expansión que garantiza el suministro de energía eléctrica al conjunto de usuarios existentes y futuros dentro de un horizonte de tiempo con demanda conocida, de forma que se cumplan con todas las restricciones técnicas, operativas y criterios establecidos en las políticas regulatorias del sector, minimizando el costo de inversión y operación total del sistema.

La implementación de un plan de expansión inadecuado de la red de distribución trae consigo numerosos inconvenientes, tanto para las empresas distribuidoras, como para los usuarios finales de la energía. Los problemas más conocidos son:

- Violación de los límites de tensión permitidos en los nodos.
- Sobrecargas en los alimentadores, transformadores y demás elementos de la red.
- Deslastres de carga.
- Altos porcentajes de desbalance en las fases.
- Aumento de las pérdidas técnicas de la red.
- Disminución de los indicadores de confiabilidad.

- Sobredimensionamiento de elementos.
- Sobrecostos en el proyecto.

Concebir un buen plan de expansión de la red implica considerar estrategias que eviten la aparición de los problemas mencionados anteriormente, así como un estudio con alto grado de confiabilidad en relación con el comportamiento de la demanda en el horizonte de planeamiento.

Para garantizar el cumplimiento de todos los aspectos mencionados anteriormente, un plan adecuado de expansión para las redes de distribución de energía eléctrica debe considerar como mínimo los siguientes aspectos:

- Determinación de los corredores nuevos por donde irán las líneas de distribución con sus respectivos calibres.
- Ubicación y dimensionamiento de las nuevas subestaciones.
- Cambio de calibres en los tramos de red existentes.
- Ampliación de la capacidad de las subestaciones existentes.
- Balance de fases.
- Desplanificación de tramos de red existentes.
- Reconfiguración de la topología de la red en estado normal de operación y bajo contingencias.
- Ubicación de elementos de protección automáticos para aislamiento de fallas y transferencia de carga.

En forma general el problema de expansión de redes primarias de distribución de energía puede ser descrito como:

Mimimizar $z = \text{Costos de inversión} + \text{Costos operativos}$

s.a.

- *Ecuaciones de balance nodal.*
- *Regulación de tensión.*
- *Cargabilidades máximas de los elementos.*
- *Radialidad de la red.*

Este problema es formulado a través de un modelo de programación no lineal entero mixto mono-objetivo, donde la red es representada por medio de un modelo trifásico, en la cual pueden existir cargas monofásicas, bifásicas y trifásicas.

En la función objetivo de este problema son tenidos en cuenta los costos fijos asociados a la inversión inicial y los costos operativos o variables, relacionados con las pérdidas de energía a lo largo del horizonte de planeamiento.

A continuación se presenta en forma detallada cada uno de los términos que componen el modelo matemático de PPRD. Los parámetros, constantes, variables y funciones se encuentran en la nomenclatura al inicio del documento.

2.1.1. Función objetivo

El PPRD consiste en presentar un plan de expansión con un mínimo costo en la inversión y operación, cumpliendo con un conjunto de restricciones técnicas y operativas. La función objetivo del problema se compone de dos términos: el primero de ellos es denominado costos fijos y están asociados a la inversión en elementos de red y el segundo es denominado costos variables y relacionan el costo de las pérdidas de energía debido a la operación del sistema.

Los costos fijos considerados son:

- Cambio del calibre de un conductor en tramos de red existentes.
- Instalación de nuevos tramos de red.

- Ampliación de subestaciones existentes.
- Construcción de nuevas subestaciones.
- Balance de fases en cargas existentes.

Los costos variables corresponden a los costos de las pérdidas de energía en tramos de la red durante el periodo de planeamiento considerado. Además se involucra el crecimiento del costo de la energía y se tiene en cuenta la curva de duración de carga anual discretizada en H periodos. Los costos variables se calculan para cada año del periodo de planeamiento y se traen a valor presente con una tasa de descuento.

Finalmente los costos fijos y el valor presente neto de los costos variables son sumados y llevados a anualidades, para así realizar el análisis financiero de cada una de las propuestas de solución. A continuación se presenta la función objetivo.

$$\text{mín } z_1 = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{ij \in \Omega_{ij}} \left[\left(\sum_{c \in \Omega_c} C_1 + C_2 + C_3 \right) + C_4 \right] \\ + \sum_{k \in \Omega_{kS}} \sum_{d \in \Omega_d} [C_5 + C_6] \\ + \sum_{k \in \Omega_{kE}} \sum_{b \in \Omega_b} C_7 \end{array} \right\} * f_{anual} \quad (2.1)$$

El término C_1 representa del costo del cambio de calibre de un tramo de red existente:

$$C_1 = L_{ij} * \lambda_{ij}^c \left(1 - \delta_{ij}^c \right) \left(\sum_{e \in \Omega_c} \delta_{ij}^e * CCC^e \right) \quad (2.2)$$

El término C_2 corresponde al costo de construcción e instalación de un nuevo tramo de red:

$$C_2 = L_{ij} * \delta_{ij}^c \left(1 - \sum_{e \in \Omega_c} \lambda_{ij}^e \right) CNC^c \quad (2.3)$$

El costo dado por C_3 representa el valor económico que tienen las pérdidas de energía durante el horizonte de planeamiento:

$$C_3 = L_{ij} * \left(\sum_{e \in \Omega_c} \delta_{ij}^e \right) * \left(\sum_{t \in \Omega_T} f_{act} * \sum_{h \in \Omega_H} \left(\frac{C_{kWh}}{1000} \right) H^h * R_{ij,abc}^c |I_{ij,abc}^h|^2 \right) \quad (2.4)$$

El término C_4 corresponde al costo de apertura de un tramo de red existente para dejarlo fuera de operación, es decir, el costo asociado a la desplanificación de la red:

$$C_4 = \left(1 - \sum_{c \in \Omega_c} \delta_{ij}^c \right) \left(\sum_{c \in \Omega_c} \lambda_{ij}^c \right) CAC \quad (2.5)$$

El costo dado por C_5 representa el valor económico asociado a la ampliación de la capacidad de suministro de potencia de una subestación existente:

$$C_5 = \lambda_k^d \left(1 - \delta_k^d \right) \left(\sum_{f \in \Omega_d} \delta_k^f * CAS^d \right) \quad (2.6)$$

El término C_6 representa el costo de construcción e instalación de una nueva subestación:

$$C_6 = \delta_k^d \left(1 - \sum_{f \in \Omega_d} \lambda_k^f \right) CNS^d \quad (2.7)$$

Finalmente el término C_7 corresponde al costo de realizar el balance de fases en los nodos existentes de la red.

$$C_7 = \gamma_k^b \left(1 - \mu_k^b \right) CBF_k \quad (2.8)$$

Los factores f_{anual} y f_{act} presentes en la función objetivo (2.1) y en el costo C_3 dado por (2.4), representan la anualización de los costos del proyecto (costo anual uniforme equivalente - CAUE) y el factor que trae a valor presente el costo de las pérdidas del sistema teniendo en cuenta la tasa de crecimiento de la energía para cada año t contenido en el horizonte de estudio, respectivamente. Matemáticamente y bajo los conceptos básicos de ingeniería económica, estos factores pueden ser definidos según las expresiones (2.9) y (2.10).

$$f_{annual} = \frac{i_a * (1 + i_a)^{N_t}}{(1 + i_a)^{N_t} - 1} \quad (2.9)$$

$$f_{act} = \left(\frac{1 + i_e}{1 + i_a} \right)^t \quad (2.10)$$

2.1.2. Restricciones

El conjunto de restricciones del PPRD corresponde a un conjunto de aspectos técnicos, operativos y financieros que definen el espacio de solución del problema. Este conjunto de restricciones se presenta las ecuaciones (2.11) a (2.18).

La ecuación (2.11) representa las ecuaciones de balance nodal, las cuales son formuladas con base en la primera y segunda ley de *Kirchhoff* y son empleadas para verificar el estado operativo de la red por medio de un flujo de carga trifásico de tipo barrido iterativo como el presentado en [21].

$$EQ^u(P_{k,abc}^D, Q_{k,abc}^D, V_{k,abc}, \theta_{k,abc}) = 0 \quad (2.11)$$

En la ecuación (2.12) se presenta la restricción de límites de tensión la cual garantiza que no se violen los límites de voltaje en los nodos del sistema, de acuerdo a criterios impuestos por políticas regulatorias.

$$V_{k,abc}^{\min} \leq V_{k,abc}^{cal} \leq V_{k,abc}^{\max} \quad (2.12)$$

La ecuación definida por (2.13) representa la restricción de capacidad máxima permitida de corriente para cada tramo de red primaria en el periodo de carga h , es decir, que no sean sobrepasados los límites térmicos de los conductores. Esta restricción evita la presencia de sobrecargas en la configuración final y se aplica para las tres fases del sistema y para cada tipo de conductor.

$$|I_{ij,abc}^h| \leq I_{ij,abc}^{\max,c} \quad (2.13)$$

La ecuación (2.14) representa los límites operativos de las subestaciones y garantiza que no se presenten subestaciones sobrecargadas en la configuración final de la red.

$$\sum_{k \in \Omega_k} S_{k,abc}^D + \sum_{ij \in \Omega_{ij}} S_{ij,abc}^{loss} \leq \sum_{k \in \Omega_{kS}} S_{k,abc}^{SE} \quad (2.14)$$

La ecuación dada por (2.15) representa en conjunto con las ecuaciones de balance nodal (2.11) la condición suficiente para que el sistema de distribución contenga sólo configuraciones radiales.

$$N_{ijE} + \sum_{ij \in \Omega_{ijN}} \sum_{c \in \Omega_c} \delta_{ij}^c \leq N_k - N_{dE} - \sum_{k \in \Omega_{kS}} \sum_{d \in \Omega_d} \delta_k^d \quad (2.15)$$

La ecuación (2.16) corresponde al recurso financiero máximo para la realización del proyecto.

$$z_1 \leq RF_{\text{máx}} \quad (2.16)$$

Finalmente las ecuaciones (2.17) y (2.18) aseguran que no sean instalados sobre un tramo de red dos tipos de conductores o que en un nodo no sean instalados dos tipos de subestaciones, respectivamente.

$$\sum_{c \in \Omega_c} \delta_{ij}^c \leq 1 \forall ij \in \Omega_{ij} \quad (2.17)$$

$$\sum_{d \in \Omega_d} \delta_k^d \leq 1 \forall k \in \Omega_k \quad (2.18)$$

2.1.3. Modelo matemático completo para el PPRD

A continuación se presenta en forma compacta el modelo matemático completo del PPRD.

$$\text{mín } z_1 = \left[\sum_{ij \in \Omega_{ij}} L_{ij} \left[\sum_{c \in \Omega_c} \left(\begin{aligned} &\lambda_{ij}^c (1 - \delta_{ij}^c) \left(\sum_{e \in \Omega_c} \delta_{ij}^e * CCC^e \right) \\ &+ \delta_{ij}^c \left(1 - \sum_{e \in \Omega_c} \lambda_{ij}^e \right) CNC^c \\ &+ \left(\sum_{e \in \Omega_c} \delta_{ij}^e \right) * \left(\sum_{t \in \Omega_T} fact * \sum_{h \in \Omega_H} \left(\frac{C_{kWh}}{1000} \right) H^h * R_{ij,abc}^c |I_{ij,abc}^h|^2 \right) \\ &+ \left(1 - \sum_{e \in \Omega_c} \delta_{ij}^e \right) \left(\sum_{e \in \Omega_c} \lambda_{ij}^e \right) CAC \end{aligned} \right) \right] \right] * f_{annual} \\ + \sum_{k \in \Omega_{kT}} \sum_{d \in \Omega_d} \left(\begin{aligned} &\lambda_k^d (1 - \delta_k^d) \left(\sum_{f \in \Omega_d} \delta_k^f * CAS^f \right) \\ &+ \delta_k^d \left(1 - \sum_{f \in \Omega_d} \lambda_k^f \right) CNS^d \end{aligned} \right) \\ + \sum_{k \in \Omega_{kE}} \sum_{b \in \Omega_b} \gamma_k^b (1 - \mu_k^b) CBF_k \quad (2.19)$$

s.a.

$$EQ^u(P_{k,abc}^D, Q_{k,abc}^D, V_{k,abc}, \theta_{k,abc}) = 0 \quad (2.20)$$

$$V_{k,abc}^{\min} \leq V_{k,abc}^{cal} \leq V_{k,abc}^{\max} \quad (2.21)$$

$$|I_{ij,abc}^h| \leq I_{ij,abc}^{\max,c} \quad (2.22)$$

$$\sum_{k \in \Omega_k} S_{k,abc}^D + \sum_{ij \in \Omega_{ij}} S_{ij,abc}^{loss} \leq \sum_{k \in \Omega_{kS}} S_{k,abc}^{SE} \quad (2.23)$$

$$N_{ijE} + \sum_{ij \in \Omega_{ijN}} \sum_{c \in \Omega_c} \delta_{ij}^c \leq N_k - N_{dE} - \sum_{k \in \Omega_{kS}} \sum_{d \in \Omega_d} \delta_k^d \quad (2.24)$$

$$z_1 \leq RF_{\text{máx}} \quad (2.25)$$

$$\sum_{c \in \Omega_c} \delta_{ij}^c \leq 1 \forall ij \in \Omega_{ij} \quad (2.26)$$

$$\sum_{d \in \Omega_d} \delta_k^d \leq 1 \forall k \in \Omega_k \quad (2.27)$$

2.2. Fundamentación teórica y formulación general del PLODP

Localizar dispositivos de protección, como reconectores en sistemas de distribución de energía eléctrica no es tarea fácil, debido a los elevados costos de inversión y mantenimiento de estos dispositivos; adicionalmente la relación beneficio/costo que se obtiene por su utilización no está directamente relacionado con la cantidad de dispositivos, si no con la ubicación estratégica de los mismos, es decir, que la minimización de los indicadores de calidad y confiabilidad del servicio están estrechamente ligados con la localización de los reconectores y no con su cantidad. Surge entonces la necesidad de plantear una estrategia de ubicación óptima para reconectores NA y NC en la red de abastecimiento de energía eléctrica, de forma que se tenga en cuenta el costo de inversión y la variación en los indicadores de confiabilidad, que para el caso de este proyecto es el nivel de energía no servida (ENS).

Es evidente que entre mayor sea el número de dispositivos necesarios, mayor será el costo de inversión y mantenimiento, razón por la cual se busca la minimización de este costo como primer objetivo. Sin embargo tener más dispositivos en la red implica teóricamente una reducción en la afectación de usuarios producto de un evento de falla y por tanto se considera como segundo objetivo la minimización del nivel de energía no servida. Es claro entonces, que el problema de localización de reconectores necesita de una análisis multi-objetivo, ya que se presentan dos funciones objetivo en conflicto que son dependientes de las variables de decisión; en otras palabras, la mejora de uno de los objetivos conlleva al empeoramiento del otro.

2.2.1. Definición de las áreas o zonas de influencia de las fallas

El concepto de área empleado para el cálculo de la energía no servida en un zona específica de una red de distribución de energía eléctrica está directamente ligado con la posición sobre la red de los reconectadores normalmente abiertos y cerrados, ya que estos delimitan claramente la cantidad de usuarios que se ven afectados por la aparición de una falla. Una forma clara de ilustrar el concepto de área o zona de influencia de una falla en la red, se presenta en la figura 2.1, donde la posición de los reconectadores de protección y transferencia delimitan las áreas.

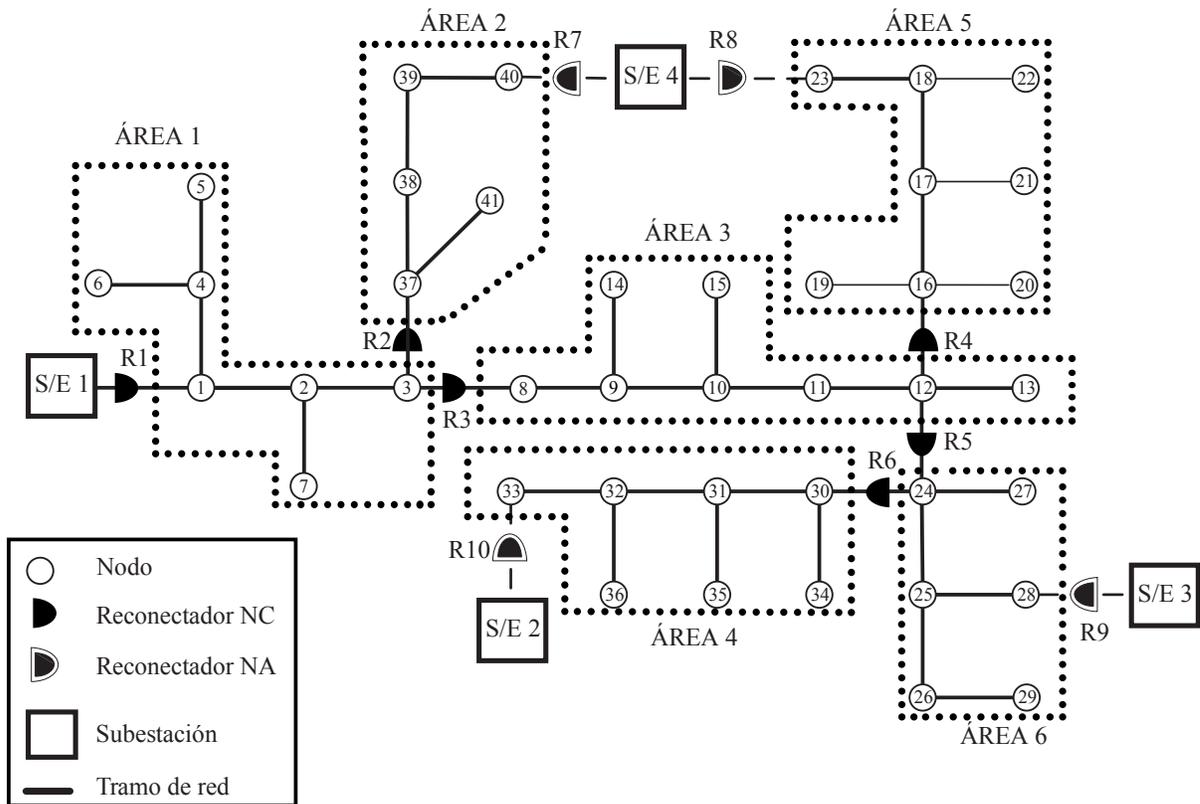


Figura 2.1: Zonificación de un circuito de distribución por áreas de protección

2.2.2. Área desde el punto de vista de energía constante

Para entender claramente el concepto de área como una energía constante, considérese una falla permanente en un tramo de red 9-10 perteneciente al *área 3*. Para despejar esta falla actúan los

reconectores $R3$, $R4$ y $R5$, pasando de su estado normalmente cerrado a normalmente abierto. Después de esta operación las zonas aguas abajo del *área 3* quedarán sin suministro de energía (*áreas 4, 5 y 6*); sin embargo existe posibilidad de su recuperación a través de los alimentadores de las subestaciones $S/E 2$, $S/E 3$ y $S/E 4$ con el cambio de estado de los reconectores $R9$, $R10$ y $R11$, de normalmente abiertos a normalmente cerrados. De acuerdo a esto se observa que la energía no suministrada debido a esta falla solo será la correspondiente a la del *área 3* (ver figura 2.2), con lo que queda definido el concepto de energía constante.

Si existiera otro evento de falla en cualquiera de los tramos correspondientes al *área 3* el proceso de recuperación de zonas sería exactamente igual al que se acabó de describir y el NENS sería sólo la de la zona bajo influencia de la falla.

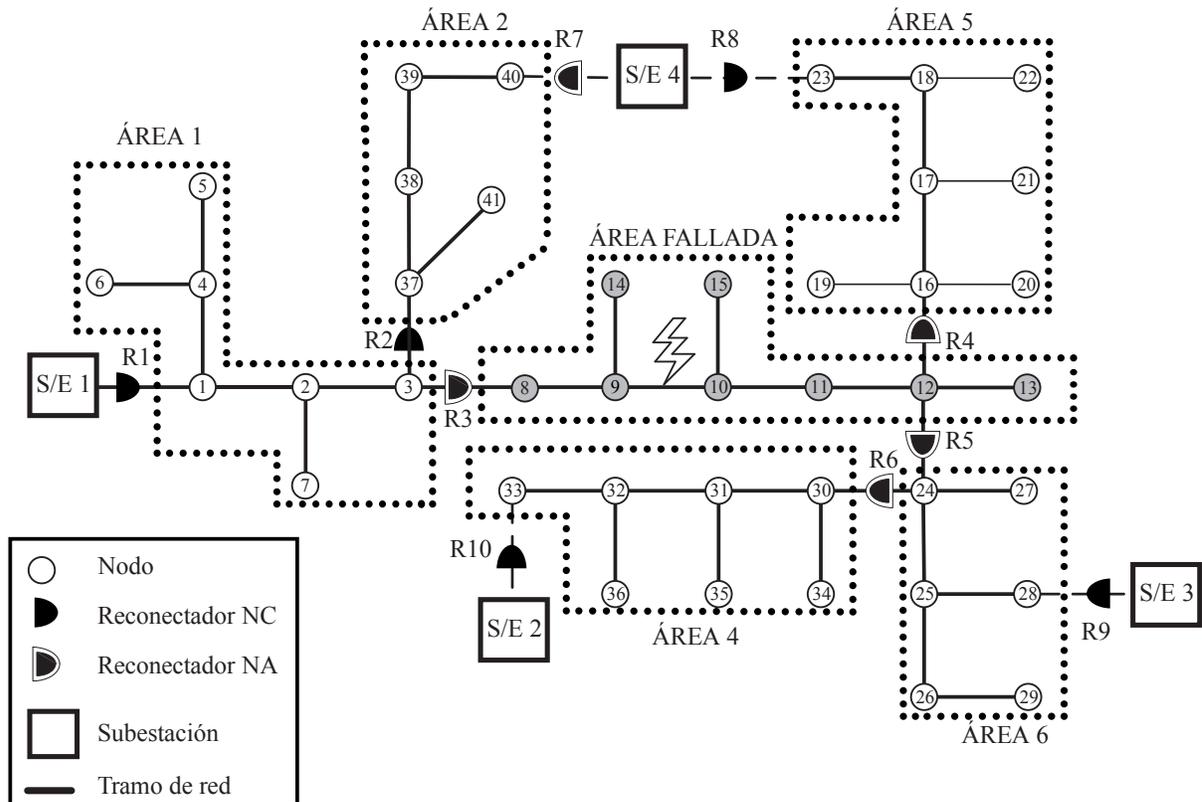


Figura 2.2: Clarificación de una falla de tipo permanente en la *zona 3*

2.2.3. Aspectos considerados en el modelo

El PLODP en sistemas de distribución de energía eléctrica para mejoramiento de la confiabilidad a través del indicador asociado al NENS, es formulado como un modelo de programación no lineal entero mixto multi-objetivo (PNLEM), donde los objetivos considerados son la minimización de los costos de inversión (dispositivos reconectores, mano de obra, infraestructura física, etc.) y el NENS, sujeto a un conjunto de restricciones técnicas y operativas.

Para el modelo matemático presentado, la interrupción en el suministro de energía puede ser ocasionada por dos causas: las fallas temporales y las fallas permanentes, por lo tanto se asumen los siguientes criterios para la evaluación del modelo:

- Las fallas temporales son eliminadas por la operación de los dispositivos más próximos, tanto aguas arriba como aguas abajo, los cuales interrumpen instantáneamente y por cortos períodos de tiempo todos los flujos de corriente que alimentan la falla.
- Las fallas permanentes son aisladas por la operación de los dispositivos más próximos, tanto aguas arriba como aguas abajo de la sección bajo falla.
- En el modelo matemático se considera la instalación conjunta de RNA y RNC.
- La ubicación de reconectores existentes se asume conocida.
- La solución debe dar solamente un RNA para la interconexión de una área, pues la instalación de dos o más ocasiona la generación de anillos en el sistema. Sin embargo un área puede tener varios puntos candidatos para ubicación de RNA. Sin embargo, la metodología puede sugerir que no se instalen estos elementos en algunas áreas.

2.2.4. Modelado matemático del PLODP

El PLODP es formulado a través de un modelo multi-objetivo y por tanto consta de dos funciones objetivo en conflicto, sujetas a un conjunto de restricciones de tipo técnico y financiero. Este modelo se describe a continuación.

▪ **Funciones objetivo**

La primer función objetivo z_2 dada en (2.28), corresponde al NENS, que de forma analítica considera la confiabilidad de la red y cuantifica la afectación que producen sobre el sistema fenómenos relacionados con las fallas de tipo permanente. Para cuantificar este objetivo se emplea el criterio de simulación de contingencias $n - 1$ a través de la evaluación de una falla en cada tramo del circuito y se evalúa la energía no servida teniendo en cuenta la posibilidad de restauración de zonas operativas por medio de los RNA. En el momento en que se realiza la contingencia se consideran los RNC para aislar la falla y los RNA para transferencia de carga, es decir, que a partir de una contingencia en un tramo de red, se evalúa el nivel de energía no servida para todo el sistema, sumando el valor del nivel de cada zona. Por tanto el NENS total del sistema será la suma de todos los aportes de energía no servida de cada zona, tal como se presenta en la ecuación (2.28).

$$\text{mín } z_2 = \sum_{y \in \Omega_Y} \left[\left(\sum_{k \in \Omega_{y_N}} P_{k,y} \right) \left(\sum_{ij \in \Omega_{y_L}} \lambda_{ij,y} * L_{ij,y} * r_{ij,y} \right) \right] \quad (2.28)$$

Cuando se simula una contingencia usando el criterio $n - 1$ se incorporan dos tipos de barridos en el algoritmo con el fin de calcular la función objetivo: aguas abajo de la ubicación de la falla (busca los RNC para aislar la falla y los RNA para restaurar las zonas sin servicio), y aguas arriba de la ubicación de la falla (busca los RNC para aislar la falla).

En el momento en que se evalúa si una zona sin servicio puede ser alimentada a través de otra zona por medio de los RNA, se verifica la regulación de la red y la capacidad de transferencia de carga, además de la capacidad de la subestación que recibe carga y las corrientes que circulan por los tramos de red. Si la ubicación de un RNA en un lugar ocasiona que una zona no pueda ser alimentada a través de este elemento debido a la violación de alguno de los dos criterios mencionados anteriormente (regulación y cargabilidad), entonces se considera que esta zona tiene una demanda no atendida, por lo que al calcular su NENS aumenta el valor de la función objetivo.

En segundo lugar se considera la función objetivo de costos z_3 , que cuantifica básicamente el valor de inversión necesaria para implementar cada configuración de reconectores propuesta, considerando la suma de aspectos como el costo de los elementos, costo de construcción de tramos nuevos de red, equipos necesarios para instalación de los elementos y mano de obra, entre otros.

$$\text{mín } z_3 = \sum_{m \in \Omega_D} C_m * x_m \quad (2.29)$$

▪ **Restricciones**

El conjunto de restricciones del PLODP corresponde a un conjunto de aspectos técnicos, operativos y financieros que definen el espacio de solución del problema. Este conjunto de restricciones se presenta en las ecuaciones (2.30) a (2.33).

La ecuación (2.30) representa que para cada transferencia realizada entre diferentes áreas después de la ocurrencia de una falla, las líneas contenidas en dichas áreas no pueden sobrepasar las corrientes de diseño, es decir, su límite térmico.

$$|I_{ij}^c| \leq I_{ij}^{c,\text{máx}} \quad \forall ij \in \Omega_{yL} \wedge \forall c \in \Omega_c \quad (2.30)$$

La ecuación (2.31) corresponde a la evaluación del criterio de regulación para cada contenido en las áreas transferidas.

$$V_k^{\text{mín}} \leq V_k^{\text{cal}} \leq V_k^{\text{máx}} \quad \forall k \in \Omega_{yN} \quad (2.31)$$

Las ecuaciones (2.32) y (2.33) corresponden a restricciones de tipo financiero y representan un límite máximo de dispositivos de protección a ser instalados y el recurso financiero máximo disponible para inversión en dispositivos de protección, respectivamente.

$$\sum_{m \in \Omega_D} x_m \leq ND_{\text{máx}}^P \quad (2.32)$$

$$\sum_{m \in \Omega_D} C_m * x_m \leq RF_{\text{max}}^{DP} \quad (2.33)$$

- Modelo matemático completo para el PLODP

A continuación se presenta en forma compacta el modelo matemático completo del PLODP.

$$\text{mín } z_2 = \sum_{y \in \Omega_Y} \left[\left(\sum_{k \in \Omega_{y_N}} P_{k,y} \right) \left(\sum_{ij \in \Omega_{y_L}} \lambda_{ij,y} * L_{ij,y} * r_{ij,y} \right) \right] \quad (2.34)$$

$$\text{mín } z_3 = \sum_{m \in \Omega_D} C_m * x_m \quad (2.35)$$

s.a.

$$|I_{ij}^c| \leq I_{ij}^{c,\text{máx}} \quad \forall ij \in \Omega_{y_L} \wedge \forall c \in \Omega_{Nc} \quad (2.36)$$

$$V_k^{\text{mín}} \leq V_k^{\text{cal}} \leq V_k^{\text{máx}} \quad \forall i \in \Omega_{y_N} \quad (2.37)$$

$$\sum_{m \in \Omega_D} x_m \leq ND_{\text{máx}}^P \quad (2.38)$$

$$\sum_{m \in \Omega_D} C_m * x_m \leq RF_{\text{max}}^{DP} \quad (2.39)$$

- Comentarios sobre el modelo del PLODP

Si muchos RNA y RNC considerados en una propuesta fuesen ubicados en el sistema, el valor de la función objetivo definida en (2.34) disminuiría notablemente, pues habría una menor cantidad de áreas con carga no atendida debido a que se tendría una mayor cantidad de posibilidades de interconexión con otras zonas. Si esto ocurre, es claro que el valor de la función dada por (2.35) aumentaría considerablemente, ya que se tendría un valor mucho mayor asociado a la instalación de todos los dispositivos. En caso contrario, si solo se propone conectar un grupo reducido de dispositivos, por ejemplo un RNA y un RNC, la función de costos tendría un valor muy bajo asociado al costo de estos

dos elementos; sin embargo, esto necesariamente implicaría un pequeño número de zonas operativas, que limitaría en gran medida la posibilidad de reconexión entre circuitos, lo que en consecuencia elevaría el NENS total de la red.

De acuerdo a lo anterior, se puede observar que el mejoramiento de la función objetivo definida por (2.34) empeora la función objetivo (2.35) y viceversa. Debido a esto, se concluye que ambos objetivos están en conflicto, por lo que no se debe buscar solamente una sola propuesta de solución, de forma tal que se permitan evaluar diferentes condiciones del sistema.

Con el fin de verificar las condiciones de flujo de corriente por las líneas y el perfil de tensión en los nodos del sistema se emplea un flujo de carga monofásico del tipo barrido iterativo, como el presentado en [21].

Para el análisis desde la óptica de optimización multi-objetivo en este trabajo, no se tienen en cuenta las restricciones relacionadas con el número máximo de reconectores (2.38) y el límite financiero (2.39), ya que la solución final del proceso arrojará un conjunto final de soluciones pertenecientes a un frente óptimo de Pareto y la selección de una de ellas dependerá básicamente de criterios profesionales y experiencia en campo de los expertos de la empresa distribuidora.

Capítulo 3

Algoritmo de optimización búsqueda tabú

3.1. Generalidades

La técnica de optimización denominada Búsqueda Tabú (BT) corresponde a la familia de las técnicas de optimización combinatorial de alto desempeño [22], que son comúnmente conocidas como algoritmos metaheurísticos de optimización [23]; este algoritmo fue propuesto originalmente por Fred Glover [24] en la década de los 80's y ha sido empleado con gran éxito en diferentes ramas de la investigación con excelentes resultados [24].

La Búsqueda Tabú es una metaheurística que guía un procedimiento heurístico de búsqueda local en la búsqueda de optimalidad global. Su filosofía se basa en derivar y explotar una colección de estrategias inteligentes para la resolución de problemas, basadas en procedimientos implícitos y explícitos de aprendizaje. El marco de memoria adaptativa de la búsqueda tabú no sólo explota la historia del proceso de resolución del problema, sino que también exige la creación de estructuras para hacer posible tal explotación. De esta forma, los elementos prohibidos en la búsqueda tabú reciben este estatus por la confianza en una memoria evolutiva, que permite alterar este estado en función del tiempo y las circunstancias. En este sentido es posible asumir que la búsqueda tabú está basada en determinados conceptos que unen los campos de inteligencia artificial y optimización [22].

En este contexto, el algoritmo de BT se basa en la premisa de que para clasificar un procedimiento de resolución como inteligente, es necesario que este incorpore memoria adaptativa y exploración guiada. La memoria adaptativa en búsqueda tabú permite la implementación de procedimientos capaces de realizar la búsqueda en el espacio de soluciones eficaz y eficientemente, dado que las decisiones locales están por tanto guiadas por información obtenida a lo largo del proceso de búsqueda. El énfasis en la exploración guiada considerada 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 los 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 [22].

La memoria adaptativa está constituida por una memoria de corto plazo y una memoria de largo plazo. La primera es empleada para evitar que durante el proceso de búsqueda local, el algoritmo visite regiones del espacio que ya fueron visitadas en iteraciones anteriores, para lograr esto, son bloqueados movimientos recientes durante un número determinado de ciclos generacionales con lo que el algoritmo consigue explorar otras regiones del espacio de búsqueda. En segundo lugar, en las memorias de largo plazo se almacena en forma general la información relacionada con la frecuencia con la que ocurren los cambios o los movimientos del vector solución.

El algoritmo BT es una técnica de optimización recomendada para problemas en los cuales las técnicas de optimización clásicas tardan demasiado tiempo en encontrar la solución o simplemente no la encuentran por el tamaño del espacio de solución y la complejidad del modelo. El BT típicamente resuelve problemas mono-objetivo como el definido en (3.1), aunque en la actualidad existen versiones multi-objetivo del algoritmo BT.

$$\begin{aligned} \text{mín / máx} \quad & f(x) \\ \text{s.a :} \quad & x \in X \end{aligned} \tag{3.1}$$

Donde f corresponde a la función objeto de optimización (minimización o maximización) y X representa el conjunto de restricciones. Finalmente x representa el vector de variables de decisión del problema y puede ser de naturaleza continua, entera, binaria o mixta.

3.2. Conceptos y definiciones básicas del BT

- **Atributos:** Representa un conjunto de características específicas de las variables de decisión. Pueden ser definidos como los cambios o transiciones de las variables de decisión para pasar del estado actual al estado siguiente.
- **Codificación:** Es el esquema o la forma con la que se representa una configuración en función de las variables de decisión del problema.
- **Criterio de aspiración:** Condición que permite la selección de una configuración con atributos tabú bloqueados, siempre que esta sea mejor en función objetivo que la incumbente global.
- **Estructura de vecindad:** Corresponde a los criterios de sensibilidad empleados para la selección de nuevas configuraciones a partir de la configuración actual.
- **Lista élite:** Contiene el conjunto de mejores soluciones encontradas en cada búsqueda. Existe una lista élite local que almacena las mejores soluciones a lo largo de la búsqueda local y se reinicia cada vez que existe una nueva iteración en la búsqueda global. Por otro lado, la lista élite global almacena la mejor solución encontrada en cada búsqueda local y al final contiene las mejores soluciones encontradas por el BT.
- **Lista tabú:** Corresponde a matrices o vectores que son empleados para bloquear movimientos o atributos de configuraciones recientes.
- **Memoria de corto plazo:** Espacio de almacenamiento en el cual son guardados los cambios realizados a la configuración en cada iteración de la búsqueda tabú.
- **Memoria de largo plazo:** Espacio de almacenamiento en el cual son guardados la frecuencia con la que son suceden determinados eventos en las configuraciones.
- **Vecindario:** Corresponde al conjunto de configuraciones $N(x)$ que son obtenidas al aplicar el conjunto de criterios de sensibilidad en la estructura de vecindad para la configuración actual.

3.3. Descripción general del BT básico

En el proceso de exploración del espacio de solución de un determinado problema de optimización, un algoritmo de búsqueda tabú debe estar constituido por dos etapas fundamentales, denominadas búsqueda local y búsqueda global. En primer lugar la estrategia de búsqueda local esta basada en explorar de manera eficiente 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 entorno o vecindario $N(x)$, el cual es generado a partir de la aplicación de las estructuras de vecindad basadas en sensibilidades y que son específicas del problema tratado [22].

De forma general el tamaño del vecindario puede ser arbitrario y sólo está sujeto a restricciones de tiempo computacional. Por tanto cuando la determinación de la función objetivo para un vecindario $N(x)$ toma demasiado tiempo, se suele trabajar con un vecindario reducido $N'(x)$, el cual es un subconjunto de $N(x)$ (ver Figura 3.1).

La forma de seleccionar la configuración siguiente x^{t+1} , no solo tiene en cuenta cual es la configuración con mejor función objetivo, si no que además se selecciona en función de los atributos bloqueados en las listas tabú, con lo que se evita regresar a configuraciones ubicadas en espacios ya visitados, sin importar que dicha configuración sea mejor que la incumbente local. 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 empleando lo que se conoce como criterio de aspiración y pasa a ser la nueva configuración de la búsqueda local.

Una vez ha sido seleccionada la nueva configuración x^{t+1} , son actualizadas las listas tabú a través del bloqueo durante las próximas M iteraciones de los atributos de la configuración actual, es decir, que son bloqueados todos los movimientos que fueron necesarios para pasar de la configuración x^t a la configuración x^{t+1} . Adicional a esto, son actualizadas la incumbente local y la lista élite local, además del contador de iteraciones de la búsqueda local y el criterio de parada local.

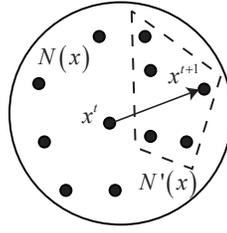


Figura 3.1: Generación de vecinos alrededor de una configuración

Una vez se han cumplido alguno de los criterios de la búsqueda local, se entiende que se ha hallado un óptimo local del problema y que eventualmente podría llegar a ser el óptimo global del mismo. Una vez alcanzado este punto, son actualizadas la incumbente global y la lista élite global, además del 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 puede ser: *Oscilación estratégica, encadenamiento de trayectorias, diversificación y métodos de reinicio*. Particularmente el reinicio corresponde al comienzo de la búsqueda local desde otro punto inicial, es decir, generando una nueva configuración para el arranque del proceso.

Después de que el proceso ha cumplido con los criterios preestablecidos en la búsqueda global, se entiende que en la lista élite global se encuentra almacenada la mejor solución. La figura 3.2 presenta el esquema básico del algoritmo búsqueda tabú, el cual puede ser aplicado a cualquier problema de optimización mono-objetivo.

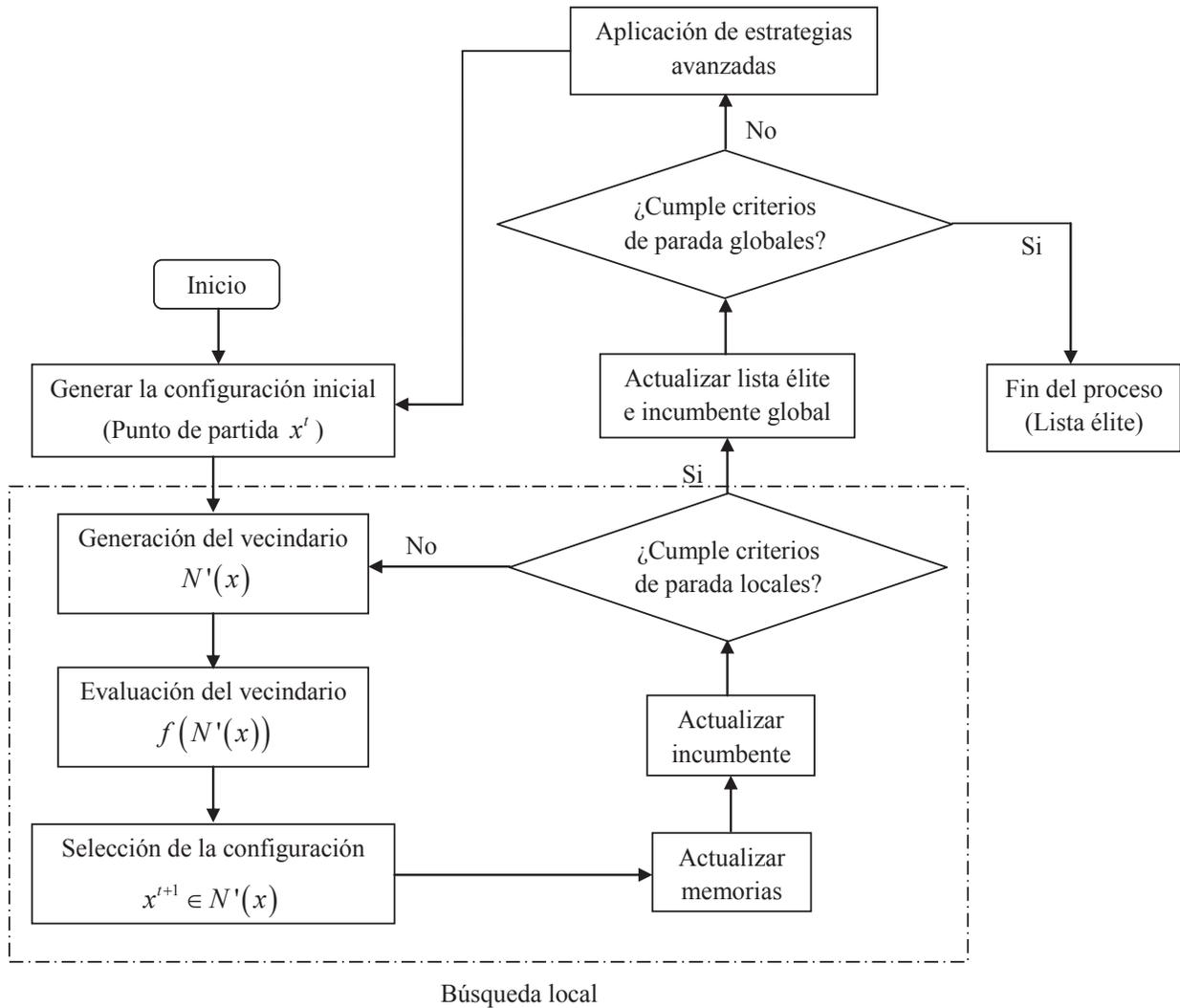


Figura 3.2: Esquema general del un algoritmo BT básico

Los pasos más críticos en el algoritmo de BT corresponden a la elección del espacio de búsqueda y la generación del vecindario, ya que son los que permiten la evolución adecuada del proceso a través del espacio de solución. En estas etapas es aconsejable emplear todo el conocimiento que se tenga sobre el problema tratado y utilizar técnicas heurísticas para guiar el proceso por el camino adecuado, y así, construir un BT dedicado y eficiente en términos computacionales y de calidad de respuesta.

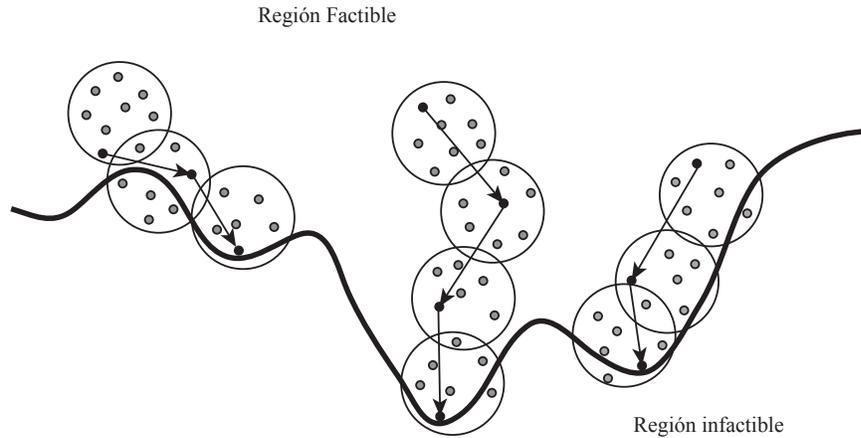


Figura 3.3: Proceso de búsqueda en el espacio de solución a través de reinicio del punto de arranque

La figura 3.3 presenta en forma general el proceso de selección de los nuevos vecinos a través del proceso de búsqueda local donde cada reinicio representa el arranque de una nueva búsqueda global en otro punto del espacio de solución, lo que afirma la posibilidad de encontrar el óptimo global del problema después de emplear varias búsquedas locales.

3.4. Estrategias avanzadas

Las estrategias avanzadas para la exploración del espacio de solución en forma eficiente del BT permiten al algoritmo evolucionar a través del espacio de solución garantizando que cada configuración no ha sido visitada con anterioridad. Para esto son empleados los contadores de repeticiones, de iteraciones y las memorias de corto y largo plazo. Las estrategias más empleadas en el algoritmo BT son: *reinicio*, *intensificación*, *oscilación estratégica* y *encadenamiento de trayectorias*.

En este trabajo se emplea el reinicio o diversificación, el cual consiste en partir de una configuración x que no haya sido visitada con anterioridad y para esto es empleada la memoria de largo plazo. A partir del nuevo punto de arranque iniciado nuevamente el proceso de búsqueda local. Para el PPRD es empleado el reinicio tantas veces como combinaciones de subestaciones que estén en la capacidad de alimentar la demanda total de la red.

Para obtener más información sobre las estrategias avanzadas del algoritmo de BT se pueden consultar las referencias [22, 23, 24, 25].

3.5. Esquemas de memoria

3.5.1. Memoria de corto plazo

Esta memoria emplea las listas tabú como parámetros del corto plazo, debido a que almacenan información sobre configuraciones visitadas en el pasado reciente y por lo tanto, permite que no sean visitadas en las iteraciones siguientes. La forma de almacenar esta información es básicamente la generación de un número M (número tabú) de bloqueos para los movimientos (atributos) que fueron necesarios para pasar de una configuración x^t a una configuración x^{t+1} . Esta característica evita que la búsqueda sea atrapada en un óptimo local y explore en forma más amplia el espacio de solución.

3.5.2. Memoria de largo plazo

La memoria de largo plazo almacena la información correspondiente a la frecuencia con la que se realizan determinados eventos o son realizados ciertos movimientos. En forma general, esta memoria permite a las estrategias avanzadas reconocer cuales configuraciones han sido usadas con regularidad y se emplea como un mecanismo de generación de diversidad que permite explorar nuevos subespacios dentro del espacio de solución.

3.6. Criterio de aspiración

Dado un conjunto de vecinos $N'(x)$ para una configuración x^t , se desea escoger la configuración siguiente $x^{t+1} \in N'(x)$. Para obtener esta configuración son realizados dos ranking para los vecinos: el primero de ellos ordena a los vecinos según la función de adaptación y el segundo los ordena según el número de atributos bloqueados, ambos de mayor a menor. La idea básica del algoritmo BT es escoger como siguiente configuración aquella que posea la menor cantidad de atributos bloqueados, para así explorar de manera más extensa el espacio de solución. No obstante bajo este concepto, se

corre el riesgo de despreciar soluciones de buena calidad.

El criterio de aspiración define que si la mejor función del ranking por función de adaptación es mejor que la incumbente encontrada durante el proceso de búsqueda, entonces esta es elegida como la configuración x^{t+1} .

La selección de lo que significa una función de adaptación de buena calidad, conduce a diferentes implementaciones del algoritmo BT. Entre las principales variantes de este concepto se pueden tener:

1. Presenta mejor función de adaptación que la incumbente global del problema.
2. Presenta mejor función de adaptación que la incumbente local del problema.
3. Presenta mejor función de adaptación en las últimas T generaciones.
4. Presenta una función de adaptación menor que un valor predefinido.
5. 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.

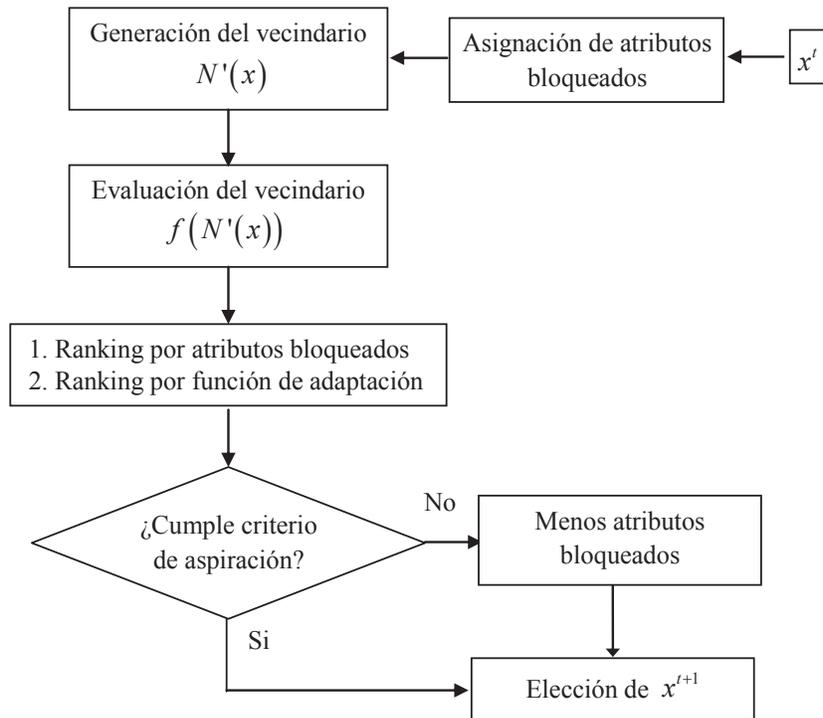
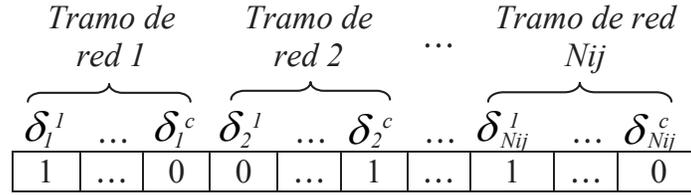


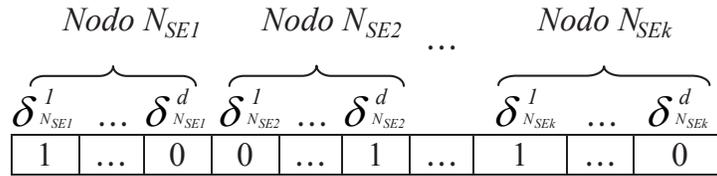
Figura 3.4: Esquema general para la selección de la siguiente configuración

3.7. Codificación empleada para el PPRD

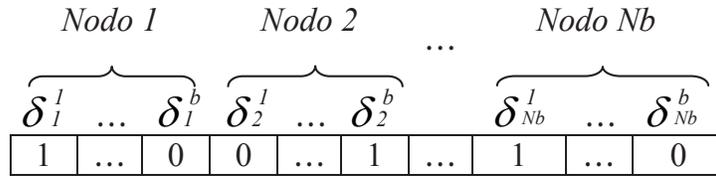
El esquema de codificación para los algoritmos evolutivos representa la forma de interpretar la respuesta o configuración actual y a partir de ésta poder evaluar de forma adecuada la función objetivo o su equivalente y determinar si la propuesta es factible o infactible. Para este trabajo se emplea un vector de variables binarias, el cual está dividido en tres subvectores como se puede observar en la figura 3.5.



(a) Codificación para conductores



(b) Codificación para subestaciones



(c) Codificación para balance de cargas

Figura 3.5: Esquema de codificación empleado para representar el PPRD

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 (ver figura 3.5a). El segundo vector corresponde a la codificación empleada para representar la ubicación y capacidad de una subestación, donde d es el tipo de subestación (ver figura 3.5b). 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 (ver figura 3.5c).

3.8. Configuración inicial

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 3.6.

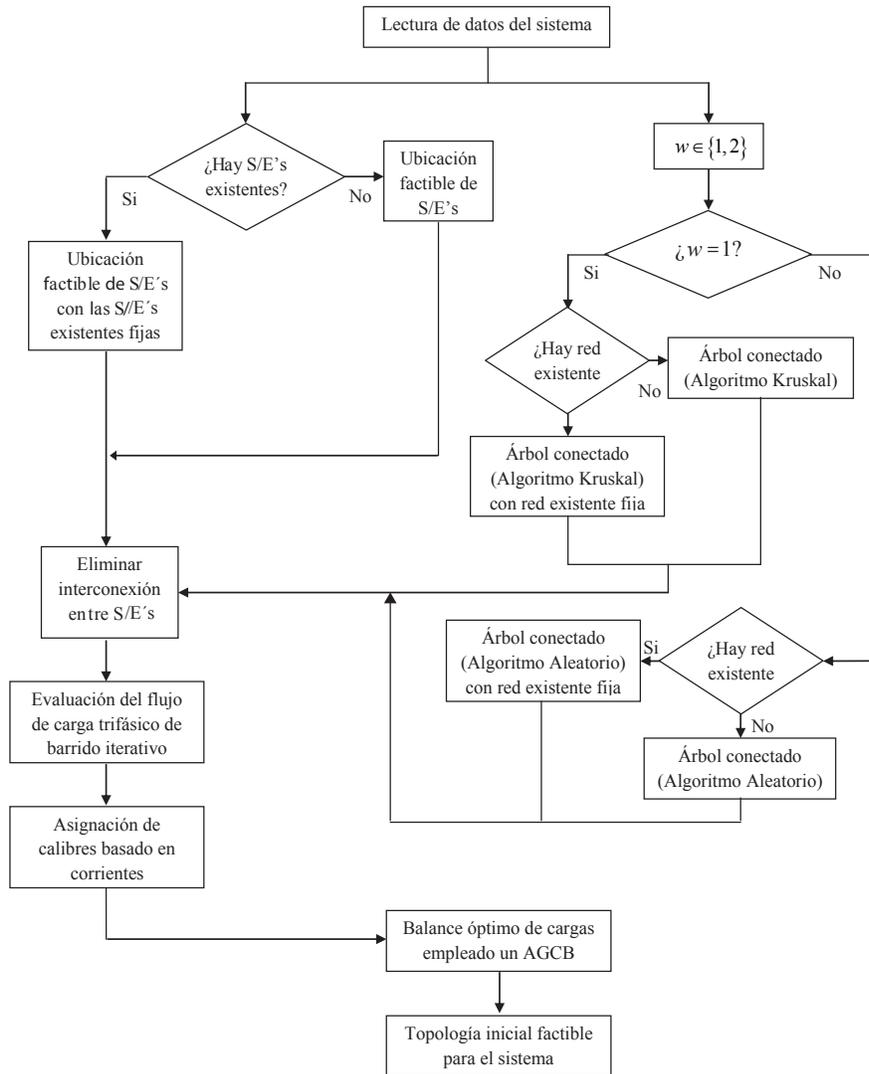


Figura 3.6: Diagrama de flujo del algoritmo heurístico constructivo

Para conformar el árbol conectado inicial son empleados dos métodos que consideran la existencia o no de una red inicial. En primer lugar es empleado el algoritmo de Kruskal [26] para construir un árbol de mínimo peso y en segundo lugar es usado un esquema de generación de árbol conectado a través de

un algoritmo de conexión aleatorio. Una vez está constituido el árbol conectado se toma una posible propuesta de ubicación de subestaciones capaz de atender la demanda y se fijan las subestaciones existentes. En este punto son determinadas todas las trayectorias que conectan nodos con subestaciones activas y son abiertas las líneas con mayor distancia, lo que finalmente produce tantos subsistemas como subestaciones existan en la propuesta. Después de conocer los subsistemas conformados es evaluado un flujo de carga del tipo barrido iterativo [21], para conocer el estado inicial de la red asumiendo que en todos los tramos existe el calibre más bajo. Con las corrientes obtenidas se realiza una nueva asignación de calibres, y se realiza un balance óptimo empleando el algoritmo de balance propuesto en [27], con lo que la red resultante se constituye en la topología inicial del sistema.

3.9. Estructuras de vecindad

Los esquemas de vecindad son alternativas de generación de individuos con estructuras similares a la configuración actual. En lo posible son evitadas las búsquedas locales que los vecinos introduzcan oscilaciones sobre el espacio de solución, es decir, la idea básica es que los vecinos sólo produzcan cambios suaves en el entorno de la configuración actual. Los esquemas de vecindad empleados en este trabajo son la reconfiguración del sistema y el cambio de calibres. Además son considerados como mejoras locales el cambio de capacidad de las subestaciones y el balance óptimo de cargas con un AGCB.

3.9.1. Cambio de capacidad en 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 no es capaz con la demanda más las pérdidas del subsistema, es asignado el mayor valor de capacidad disponible para la subestación.

3.9.2. Cambio de calibre en conductores

La estrategia de cambio de calibre en forma básica pretende seleccionar un tramo de red y aumentar o disminuir su calibre de tal forma que no afecte la condición de red telescópica a lo largo del sistema. Esta estrategia fue implementada según el siguiente pseudocódigo.

Algoritmo 1 Determinación de vecinos por cambio de calibre

- 1: **para todo** Subsistema **hacer**
 - 2: Determinar el conjunto de nodos finales
 - 3: **fin para**
 - 4: **para todo** $i = 1$:Número de nodos finales **hacer**
 - 5: Determinar la ruta desde el nodo final hasta la subestación
 - 6: Guardar el recorrido
 - 7: **fin para**
 - 8: $k \in \{1, N_{rutas}\}$
 - 9: Seleccionar la ruta k
 - 10: **para todo** $i = 1$:Número de líneas contenidas en la ruta k **hacer**
 - 11: Cambiar el calibre de la línea i tal que no se viole la condición de red telescópica
 - 12: Guardar la línea i
 - 13: **fin para**
-

3.9.3. Reconfiguración topológica de la red

La reconfiguración tiene como idea fundamental generar nuevas topologías a partir de la configuración actual. Existen dos posibilidades cuando se aplica una estrategia de reconfiguración. En primer lugar 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. En segundo lugar la reconfiguración puede darse a través de la transferencia de nodos de un subsistema a otro, es decir, que es abierta una línea perteneciente al subsistema 1 y los nodos que han sido temporalmente aislados son transferidos al subsistema 2, 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 2.

En este trabajo son empleadas dos estrategias para la reconfiguración topológica de la red, las cuales son presentadas a continuación.

▪ **Reconfiguración por diferencial de tensión**

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. En forma general el esquema de reconfiguración puede resumirse bajo el siguiente pseudocódigo:

Algoritmo 2 Determinación de vecinos por diferencial de tensión

```
1: para todo Subsistema hacer
2:   Evaluar el flujo de carga trifásico
3:   Asignar como magnitud de la tensión del nodo el mín  $\{|V_a|, |V_b|, |V_c|\}$ 
4: fin para
5: Realizar una lista de todas las líneas desconectadas
6:  $|\Delta V| = 0$ 
7: Candidata =  $\emptyset$ 
8: para todo  $i = 1$  :Número de líneas desconectadas hacer
9:   Determinar el  $|\Delta V_i|$  entre el nodo de envío y el nodo de recibo
10:  si  $|\Delta V_i| \geq |\Delta V|$  entonces
11:     $|\Delta V| = |\Delta V_i|$ 
12:    Candidata =  $i$ 
13:  fin si
14: fin para
15: si  $\Delta V_{envio} \geq \Delta V_{recibo}$  entonces
16:   Entra la línea contenida en Candidata y sale la línea que conecta el nodo de recibo
17: si no
18:   Entra la línea contenida en Candidata y sale la línea que conecta el nodo de envío
19: fin si
```

- **Reconfiguración aleatoria**

La reconfiguración aleatoria consiste en seleccionar una de las líneas conectadas de la configuración actual y sacarla de operación. Como paso siguiente 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.

3.9.4. 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 [27].

3.10. Función de adaptación para el PPRD

Para considerar las restricciones impuestas al modelo del PPRD en el algoritmo de BT, el modelo es convertido en un problema sin restricciones. Para esto se usa el método de penalizaciones que consiste en penalizar la función objetivo sumando las restricciones violadas del problema. Estas son convertidas en el mismo valor monetario de la función objetivo usando factores de conversión. La suma de la función objetivo más el costo por penalizaciones corresponde a la función de adaptación del problema de optimización. Los factores f_p^{RF} , f_p^V , f_p^I y f_p^S están asociados a las penalizaciones por violación de la restricción financiera, límites de tensión, sobrecargas en tramos de red y transformadores de la subestación, respectivamente.

Los factores de penalización empleados para la función de adaptación se presentan en la tabla 3.1, los cuales fueron obtenidos por pruebas de ajuste de parámetros.

Tabla 3.1: Factores de penalización empleados

Factor	f_p^{RF}	f_p^V	f_p^I	f_p^S
Valor	2	1000	2000	5000

De esta forma, la función de adaptación (f_a) se presenta en la ecuación (3.2):

$$f_a = \left[\begin{array}{l} z_1 + f_p^{RF} * \left\{ \begin{array}{l} z_1, \quad si \quad z_1 \geq RF_{\text{máx}} \\ 0, \quad si \quad z_1 \leq RF_{\text{máx}} \end{array} \right\} + \\ f_p^I * \sum_{ij \in \Omega_{ij}} \left\{ \begin{array}{l} |I_{ij,abc}^{\text{máx},c}| - |I_{ij,abc}^h|, \quad si \quad |I_{ij,abc}^h| > |I_{ij,abc}^{\text{máx},c}| \\ 0, \quad si \quad |I_{ij,abc}^h| \leq |I_{ij,abc}^{\text{máx},c}| \end{array} \right\} + \\ f_p^V * \sum_{k \in \Omega_k} \left\{ \begin{array}{l} |V_{k,abc}^{\text{mín}}| - |V_{k,abc}^{\text{cal}}|, \quad si \quad V_{k,abc}^{\text{cal}} < V_{k,abc}^{\text{mín}} \\ |V_{k,abc}^{\text{máx}}| - |V_{k,abc}^{\text{cal}}|, \quad si \quad V_{k,abc}^{\text{cal}} > V_{k,abc}^{\text{máx}} \\ 0, \quad si \quad V_{k,abc}^{\text{mín}} \leq V_{k,abc}^{\text{cal}} \leq V_{k,abc}^{\text{máx}} \end{array} \right\} + \\ f_p^S * \left\{ \begin{array}{l} \left| \sum_{k \in \Omega_k} S_{k,abc}^D + \sum_{ij \in \Omega_{ij}} S_{ij,abc}^{\text{loss}} \right| - \left| \sum_{k \in \Omega_{kS}} S_{k,abc}^{SE} \right|, \quad si \\ \sum_{k \in \Omega_k} S_{k,abc}^D + \sum_{ij \in \Omega_{ij}} S_{ij,abc}^{\text{loss}} > \sum_{k \in \Omega_{kS}} S_{k,abc}^{SE} \\ 0, \quad si \\ \sum_{k \in \Omega_k} S_{k,abc}^D + \sum_{ij \in \Omega_{ij}} S_{ij,abc}^{\text{loss}} \leq \sum_{k \in \Omega_{kS}} S_{k,abc}^{SE} \end{array} \right\} \end{array} \right] \quad (3.2)$$

3.11. Criterios de parada

El algoritmo BT 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:

1. Si pasado un número de iteraciones la incumbente local no ha mejorado, el parador local interrumpe el proceso.
2. 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.

3.12. Aplicación del BT al PPRD

A continuación en el diagrama de bloques de la Figura 3.7 se presenta el esquema de aplicación del algoritmo BT en el PPRD.

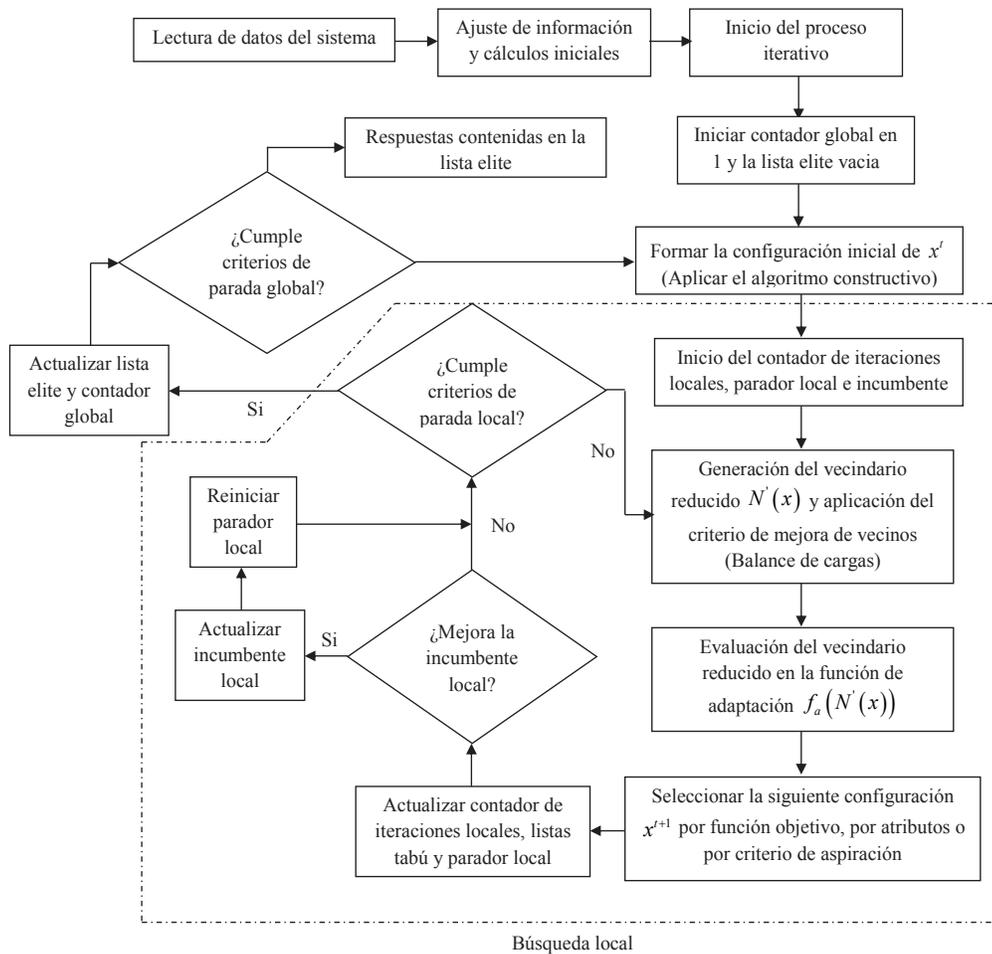


Figura 3.7: Algoritmo BT aplicado al PPRD

Capítulo 4

Optimización multi-objetivo

4.1. Formulación general de un problema multi-objetivo

Un problema de optimización multi-objetivo consiste en la maximización o minimización de un conjunto de funciones objetivo sujetas a múltiples restricciones que deben ser satisfechas por cualquier solución factible [28]. En forma general un problema de optimización multi-objetivo puede ser formulado como se presenta en el conjunto de ecuaciones (4.1).

$$\begin{aligned} & \text{máx / mín} \quad f_m(x), \quad m = 1, 2, \dots, M \\ & \text{s.a} \\ & g_j(x) \geq 0 \quad j = 1, 2, \dots, J \\ & h_k(x) \geq 0 \quad k = 1, 2, \dots, K \\ & x_i^{\text{mín}} \leq x_i \leq x_i^{\text{máx}} \quad i = 1, 2, \dots, I \end{aligned} \tag{4.1}$$

Una solución x es un vector de n variables de decisión linealmente independientes $x = [x_1, x_2, \dots, x_n]$; el subíndice m corresponde al contador de funciones objetivo y los indicadores (i, j) corresponden al conjunto de restricciones de desigualdad e igualdad, respectivamente. Es de notar que los límites de las variables de solución constituyen un espacio de búsqueda canalizado y que se conoce como espacio de soluciones factibles [28].

Para resolver un problema multi-objetivo es necesario aplicar técnicas de optimización heurísticas y

metaheurísticas con base en algoritmos poblacionales que evolucionen a lo largo del espacio de solución hasta encontrar un conjunto de soluciones no dominadas.

Con el fin de solucionar el PLODP se escoge como técnica de optimización multi-objetivo, el algoritmo genético de ordenamiento no dominado (NSGA II), el cual es una técnica de optimización combinatorial que ha demostrado ser muy eficiente en temáticas relacionadas con los sistemas eléctricos, en especial cuando se trabajan problemas como ubicación óptima de elementos de protección [13, 17] y planeación de redes de distribución [19].

4.2. Algoritmo genético de ordenamiento no dominado (NSGA II)

El algoritmo NSGA II por sus siglas en inglés (*Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm*) fue propuesto por Deb en el año 2000 [1]. El NSGA II es un algoritmo que trabaja con un conjunto finito de soluciones del problema analizado, es decir, una población inicial P_t de tamaño N que se denomina población de padres que es creada en forma aleatoria o empleando algoritmos de inicialización, según sea el conocimiento del problema. De esta población es obtenida una población descendiente o de hijos Q_t de tamaño N a partir de la aplicación de los criterios de selección, mutación y recombinación propios de los algoritmos genéticos; con estos conjuntos formados se crea un conjunto de soluciones R_t que contiene las poblaciones P_t y Q_t de tamaño $2N$. La población R_t es clasificada en diferentes frentes (F_1, F_2, \dots, F_n) a partir de la aplicación de los criterios de dominancia de Pareto.

4.2.1. Concepto de dominancia

La dominancia es un concepto que se aplica en la solución de problemas multi-objetivo para comparar dos soluciones candidatas X_1 , X_2 y determinar si una solución domina a la otra o no [29]. En esencia es un método de clasificación de soluciones que garantiza la selección de los mejores individuos de la población resultante R_t .

Teorema 1 *Dadas dos soluciones X_1 y X_2 , se dice que la solución x_1 domina a la solución x_2 , si se cumplen las siguientes condiciones:*

1. La solución X_1 no es peor que X_2 en todos los objetivos.
2. La solución X_1 es estrictamente mejor que X_2 en por lo menos un objetivo.

Cuando un conjunto completo R_t es clasificado según los criterios anteriores, se escogen las primeras N soluciones para formar la población P_{t+1} . La figura 4.2 presenta un esquema de clasificación por frentes de Pareto de un conjunto completo R_t y muestra un esquema de clasificación por distancias de apilamiento.

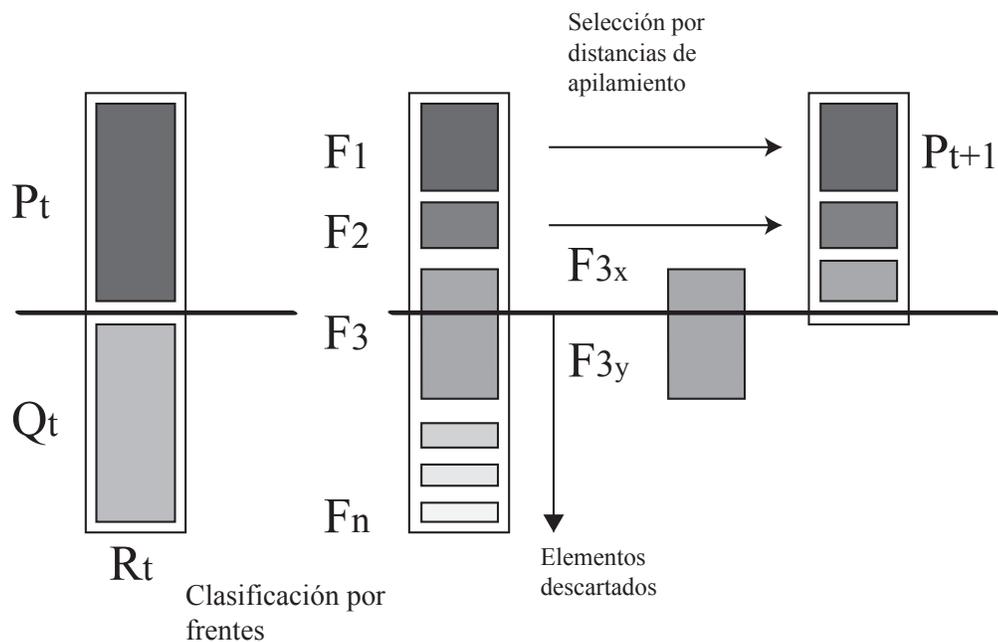


Figura 4.1: Proceso de selección de las soluciones no dominadas de una población completa [1]

Es claro que el criterio de dominancia o clasificación por frentes de Pareto no es suficiente para seleccionar los individuos que pasarán a la siguiente generación. Así en la figura 4.2 se puede observar que hay un frente que ha sido seccionado (F_3) para pasar a la siguiente generación, siendo escogida la porción F_{3x} y descartada la porción F_{3y} . Lo anterior sucede debido a que la población P_{t+1} sólo podrá contener los N primeros individuos pertenecientes a los mejores frentes, por lo que se hace necesario clasificar cada uno de los frentes por distancias de apilamiento para garantizar diversidad en la población descendiente.

▪ **Algoritmo de clasificación por frentes de Pareto**

A continuación se presenta un pseudocódigo de ordenamiento no dominando aplicando el concepto de dominancia para clasificación de una población R_t en frentes de Pareto [1].

Algoritmo 3 Clasificación de la población R_t en frentes de Pareto

```

1: para todo  $x \in P_t \cup Q_t$  hacer
2:   para todo  $y \in P_t \cup Q_t$  hacer
3:     si  $x$  domina a  $y$  entonces
4:        $S_x = S_x \cup y$  ( $S_x$  es el conjunto de soluciones dominadas por  $x$ )
5:     fin si
6:     si  $y$  domina a  $x$  entonces
7:        $n_x = n_x + 1$  ( $n_x$  es el conjunto de soluciones que dominan a  $x$ )
8:     fin si
9:     si  $n_x == 0$  entonces
10:       $F_1 = F_1 \cup \{x\}$ 
11:       $j = 1$ 
12:    fin si
13:    mientras  $F_j \neq 0$  hacer
14:       $F_{j+1} = 0$ 
15:      para todo  $x \in F_j$  hacer
16:        para todo  $y \in S_x$  hacer
17:           $n_y = n_y - 1$ 
18:          si  $n_y == 0$  entonces
19:             $F_{j+1} = F_{j+1} \cup \{y\}$ 
20:             $j = j + 1$ 
21:          fin si
22:        fin para
23:      fin para
24:    fin mientras
25:  fin para
26: fin para

```

4.2.2. Distancias de apilamiento

La clasificación empleando distancias de apilamiento tiene como objetivo determinar la densidad del espacio de soluciones que rodean una solución particular X_i , tomando la distancia promedio entre dos soluciones vecinas situadas en ambos lados de X_i a lo largo de cada uno de las M funciones objetivo [1]. Esta distancia es un estimativo del perímetro del cuboide que se forma al emplear el par de vecinos más cercanos de la solución X_i como sus vértices.

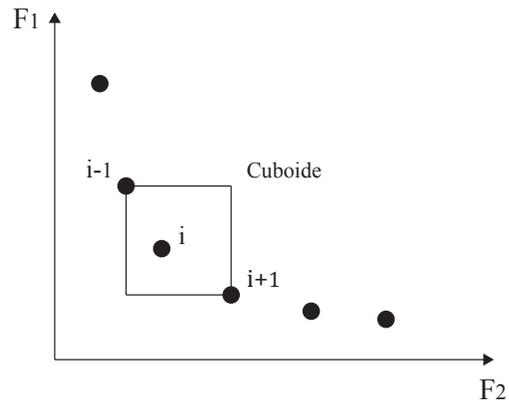


Figura 4.2: Representación del cuboide para un problema de minimización bi-objetivo [1].

El algoritmo de clasificación por distancias de apilamiento permite que cada individuo clasificado en un frente de Pareto específico i pueda ser ranqueado de forma tal que cuando se seleccione la población descendiente P_{t+1} se hayan escogido los elementos de los mejores frentes y cuando un frente debe ser seccionado (figura 4.2) se escojan los elementos que mayor diversidad presentan, es decir, aquellos individuos que se encuentran en las regiones menos pobladas de dicho frente. Esta clasificación es importante ya que a medida que avanzan los ciclos generacionales los individuos evolucionan y se concentran en los primeros frentes, por lo que se hace necesario evitar que la población se haga homogénea [28], preservando así la diversidad en la población.

Algoritmo 4 Determinación de las distancias de apilamiento

- 1: **para todo** frente **hacer**
 - 2: Determinar el número de soluciones contenidas en F_i como $l = |F_i|$.
 - 3: Ordenar con respecto a una de las funciones objetivo el conjunto de individuos del frente F_i desde el mejor valor hasta el peor valor en forma descendente.
 - 4: **para todo** función objetivo **hacer**
 - 5: **si** $j == 1$ ó $j == l$ **entonces**
 - 6: Asignar una distancia suficientemente grande a los estemos de la población ordenada (Mejor valor y peor valor), es decir, $d_{I_1^m} = d_{I_l^m} = \infty$.
 - 7: **si no**
 - 8:
$$d_{I_j^m} = d_{I_j^m} + \frac{f_{j+1}^m - f_{j-1}^m}{f_m^{\text{máx}} - f_m^{\text{mín}}}$$
 - 9: **fin si**
 - 10: **fin para**
 - 11: Clasificar cada uno de los frentes comenzando desde el mayor índice en forma descendente.
 - 12: **fin para**
-

4.2.3. Diagrama de flujo para el algoritmo NSGA II

Con el fin de realizar una implementación computacional de la técnica de optimización combinatorial NSGA II, se presenta en la Figura 4.3 la secuencia lógica de pasos que constituyen este algoritmo y se presenta como un diagrama general de flujo que puede ser aplicado a cualquier problema de optimización multi-objetivo y llevado fácilmente a cualquier lenguaje de programación matemático.

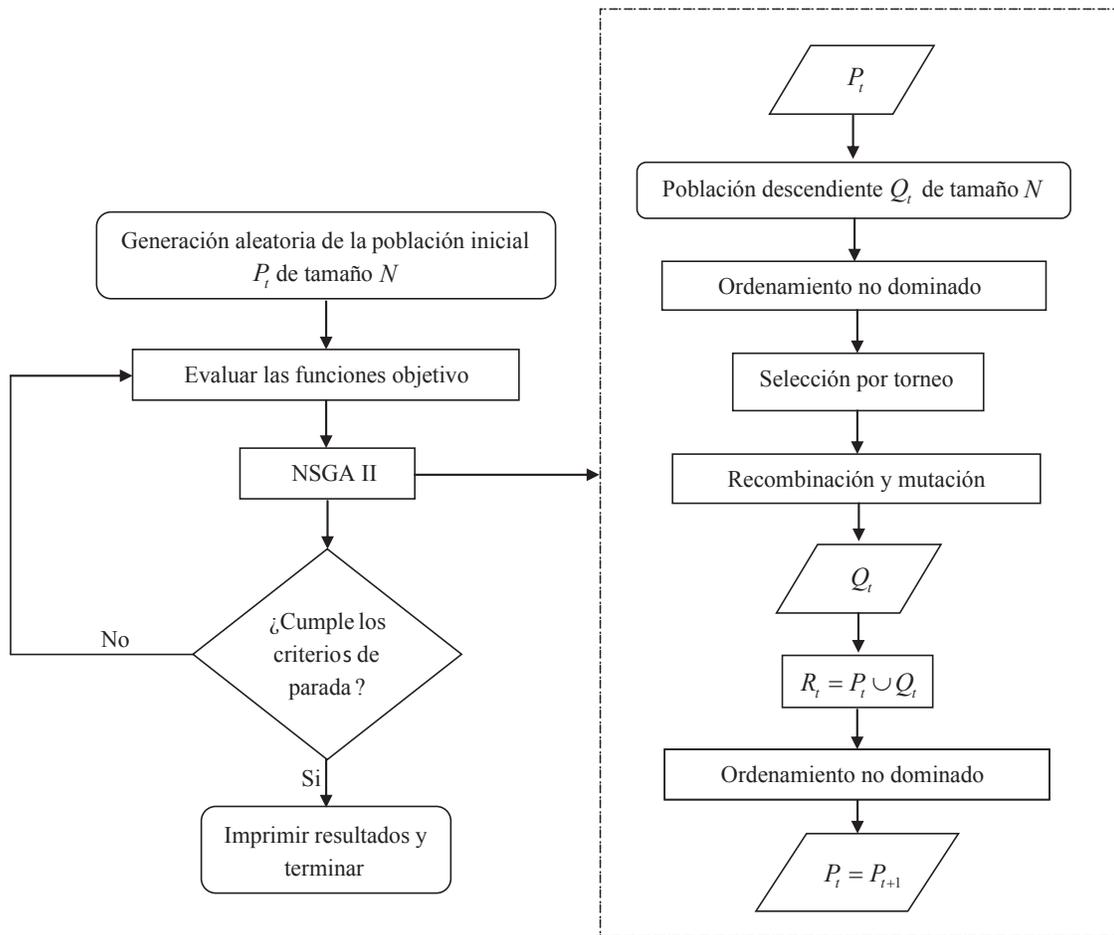


Figura 4.3: Diagrama de flujo de la técnica de optimización multi-objetivo NSGA II

4.3. Aplicación del NSGA II al PLODP

Para ilustrar este concepto se considera la existencia de un sistema de distribución de característica radial como el presentado en la Figura 4.4.

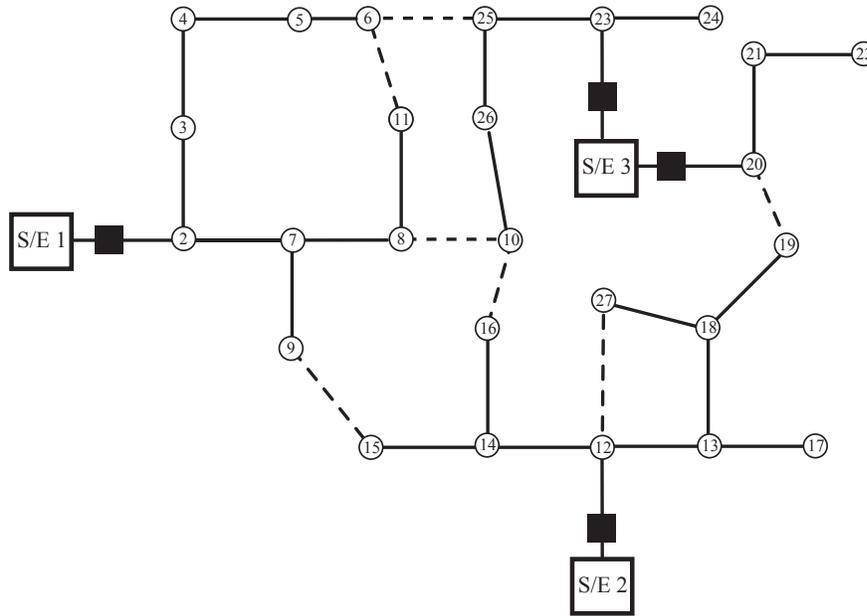


Figura 4.4: Configuración para el sistema de distribución

En este sistema a cada alimentador que sale de la subestación se le asocia una protección principal. La cantidad de posibles ubicaciones de RNA y RNC está definida en función de la topología del sistema y de aquellas líneas que han quedado desconectadas en la etapa de planeamiento. Por lo tanto se recurre a un algoritmo heurístico de búsqueda que permite la selección de los posibles puntos de ubicación de RNC y RNA para aislamiento de fallas y transferencia de carga.

Para cualquier sistema de distribución todos los tramos pueden ser candidatos a la ubicación de RNC y todas las interconexiones que se puedan realizar entre nodos desconectados pueden ser candidatos a la ubicación de RNA. Sin embargo, esta posibilidad generaría un espacio de solución de gran dimensión, lo que impediría en términos de tiempo computacional la solución del PLODP. Por lo tanto se requiere de un método que permita disminuir la dimensión del espacio de solución; no obstante, en la literatura especializada no existen algoritmos o métodos que indiquen lo que se debería hacer en este tipo de problemas. Partiendo desde este punto de vista, en este trabajo se propone el siguiente algoritmo para la selección de los puntos candidatos a ubicación de los RNA y RNC.

4.3.1. Selección de los puntos candidatos para ubicación de RNC

Para la selección de los tramos de red donde pueden existir RNC se realiza un algoritmo heurístico como el que se presenta a continuación en el pseudo-código.

Algoritmo 5 Selección de los tramos de red candidatos a la ubicación de RNC

```
1: para todo Subsistema hacer
2:   Realizar un ordenamiento nodal
3:   Extraer el conjunto de nodos que son envío más de una vez, excepto para el nodo fuente
4:   Guardar todas las ramas que cumplan la condición anterior
5: fin para
6: para todo Para cada rama guardada hacer
7:   si el nodo de recibo de la rama no es un nodo final entonces
8:     Almacenar esta línea
9:   fin si
10: fin para
11: Todas las líneas almacenadas tienen propuesto un RNC
```

4.3.2. Selección de los puntos candidatos para ubicación de RNA

Solo serán candidatos para ubicación de RNA aquellos tramos que no han sido conectados en la planeación de la red y que eran tramos de red propuestos, cuyo calibre para instalación del RNA será seleccionado en función de los calibres de envío de los nodos que el reconector interconectaría en caso de ser instalado.

Al aplicar los conceptos del algoritmo heurístico propuesto, los posibles candidatos para el sistema de la Figura 4.4 son presentados en la Figura 4.5.

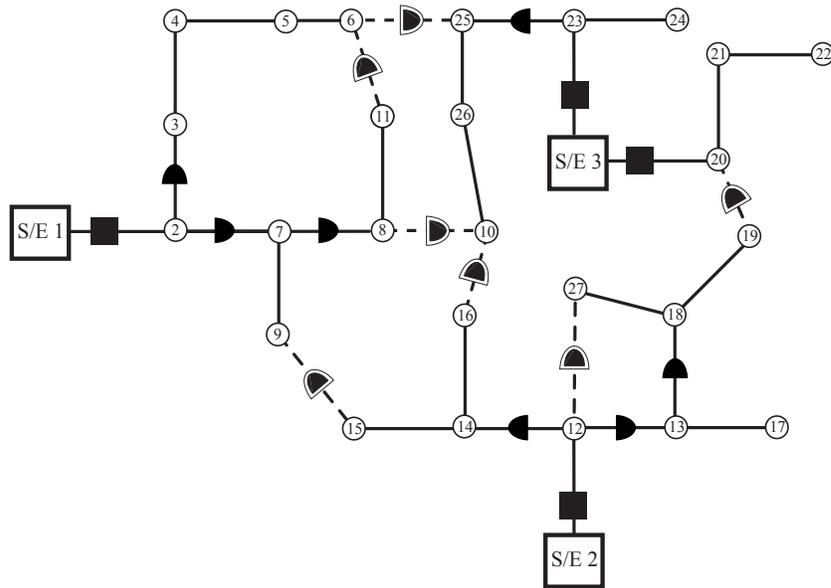


Figura 4.5: Posibles ubicaciones de RNC y RNA en un sistema de distribución (ver convenciones de la Figura 2.1)

4.4. Codificación empleada para el PLODP

El esquema de codificación empleado en este algoritmo se fundamenta en la creación de un vector binario de $(n + m)$ posiciones en donde las primeras n posiciones corresponden a los reconectores normalmente cerrados que pueden ser ubicados y las posiciones restantes a los reconectores normalmente abiertos que pueden ser localizados en la red. El esquema de codificación binario implica que si en la posición i existe un uno el reconector es ubicado; en caso contrario existe un cero y el reconector no es ubicado en dicha sección. La Figura 4.6 presenta un ejemplo del esquema de codificación utilizado.

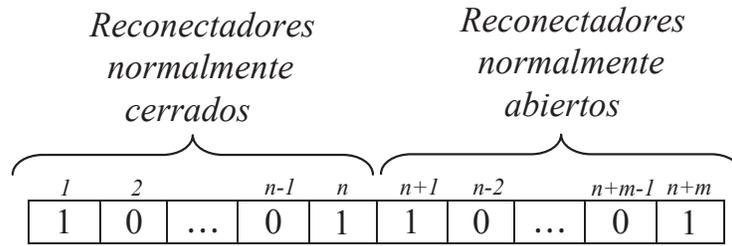


Figura 4.6: Propuesta de codificación para reconectores NC y NA

Para el caso del sistema de distribución de la Figura 4.5, n y m son iguales a 7, con lo que el vector solución tendrá una dimensión de $1 * 14$ y el problema contará con 2^{14} posibles soluciones.

4.5. Selección de una configuración del frente de Pareto

Para asignar una ubicación de elementos de protección a un sistema de distribución después de la aplicación de una técnica de optimización multi-objetivo, es necesario aplicar criterios expertos dados por el conocimiento de las necesidades de la red, esquemas de normatividad y en general con la relación costo/beneficio que tiene para la empresa prestadora del servicio, puesto que el frente óptimo de Pareto presenta un conjunto de soluciones no dominadas en las cuales no existe manera de definir que una solución es mejor que otra. Sin embargo existen en la literatura especializada muchas formas de seleccionar la mejor solución a partir del conjunto de soluciones contenidas en el frente, lo cual se conoce como métrica.

En este trabajo se emplea el criterio conocido como *máx-mín*, el cual consiste en normalizar para cada solución los valores de las funciones objetivo con respecto a los valores extremos encontrados en el frente de Pareto. La expresión empleada se presenta en (4.2).

$$\text{máx} \left\{ \text{mín} \left\{ \frac{F_{1-\text{máx}} - F_{1-i}}{F_{1-\text{máx}} - F_{1-\text{mín}}}, \frac{F_{2-\text{máx}} - F_{2-i}}{F_{2-\text{máx}} - F_{2-\text{mín}}} \right\} \right\} \quad (4.2)$$

Donde:

- $F_{1-\text{máx}}$: Valor máximo de la función objetivo F_1 .
- $F_{1-\text{mín}}$: Valor mínimo de la función objetivo F_1 .
- $F_{2-\text{máx}}$: Valor máximo de la función objetivo F_2 .
- $F_{2-\text{mín}}$: Valor mínimo de la función objetivo F_2 .
- F_{1-i} : Valor de la función objetivo F_1 para el punto i contenido en el frente.
- F_{2-i} : Valor de la función objetivo F_2 para el punto i contenido en el frente.

Es preciso aclarar que emplear esta métrica lleva a definir como solución aquella que se encuentra centrada en el frente respecto del origen de coordenadas y que en general corresponde a una solución que se ajusta adecuadamente al problema tratado, como se presenta en la Figura 4.7.

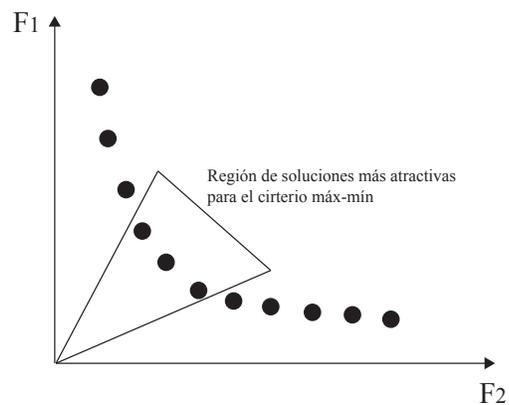


Figura 4.7: Región de tendencia de aparición de la solución seleccionada según el criterio *máx-mín*

Capítulo 5

Metodología Propuesta

En este capítulo se presentan las metodologías propuestas para la solución del PPRD y el PLODP.

5.1. Solución del PPRD y el PLODP empleando un esquema en cascada

El modelo en cascada como su nombre lo indica, propone solucionar un problema y partiendo de dicha solución, encontrar la solución para el siguiente problema. Por lo tanto, el modelo empleado para esta metodología corresponde al presentado en el diagrama de flujo de la Figura 5.1, en el cual el modelo que determina la solución general del problema es la topología de la red de distribución, ya que está ligada a la ubicación de los elementos de protección y su esquema de operación.

Podría pensarse que el modelo en cascada funciona de forma bidireccional puesto que parecen ser dos problemas desacoplados según las formulaciones presentadas en el capítulo 2; sin embargo, es obvio que el modelo completo sólo puede ser solucionado en una dirección, puesto que para ubicar elementos de protección en sistemas de distribución es indispensable conocer la topología de la red, por lo que se requiere solucionar el PPRD y posteriormente el PLODP.

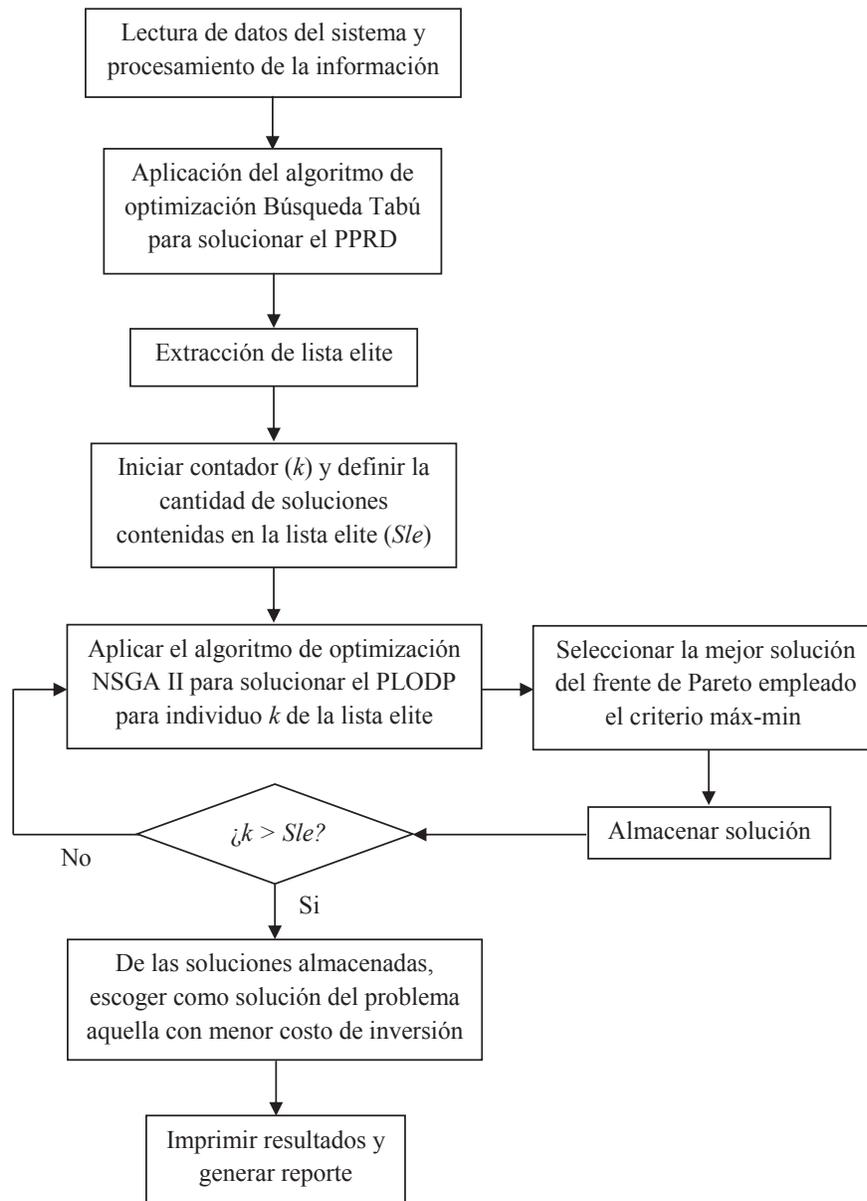


Figura 5.1: Diagrama de flujo para la metodología en cascada

5.2. Solución del PPRD y el PLODP empleando un esquema integrado

El modelo integrado que se propone para la solución del PPRD en conjunto con el PLODP, tiene como idea básica evaluar la ubicación de los elementos de protección para cada configuración obtenida mediante los criterios de vecindad en la búsqueda tabú para la configuración actual t , y asignar de esta manera el costo asociado a los reconectores ubicados, así como el NENS que tendría cada vecino. Después de realizado este proceso para cada uno de los vecinos, a través de los criterios de selección empleados por el búsqueda tabú, el proceso comienza nuevamente con la generación del nuevo vecindario a partir de la selección de la configuración siguiente $t + 1$. La figura 5.2 presenta el diagrama general de la metodología integrada.

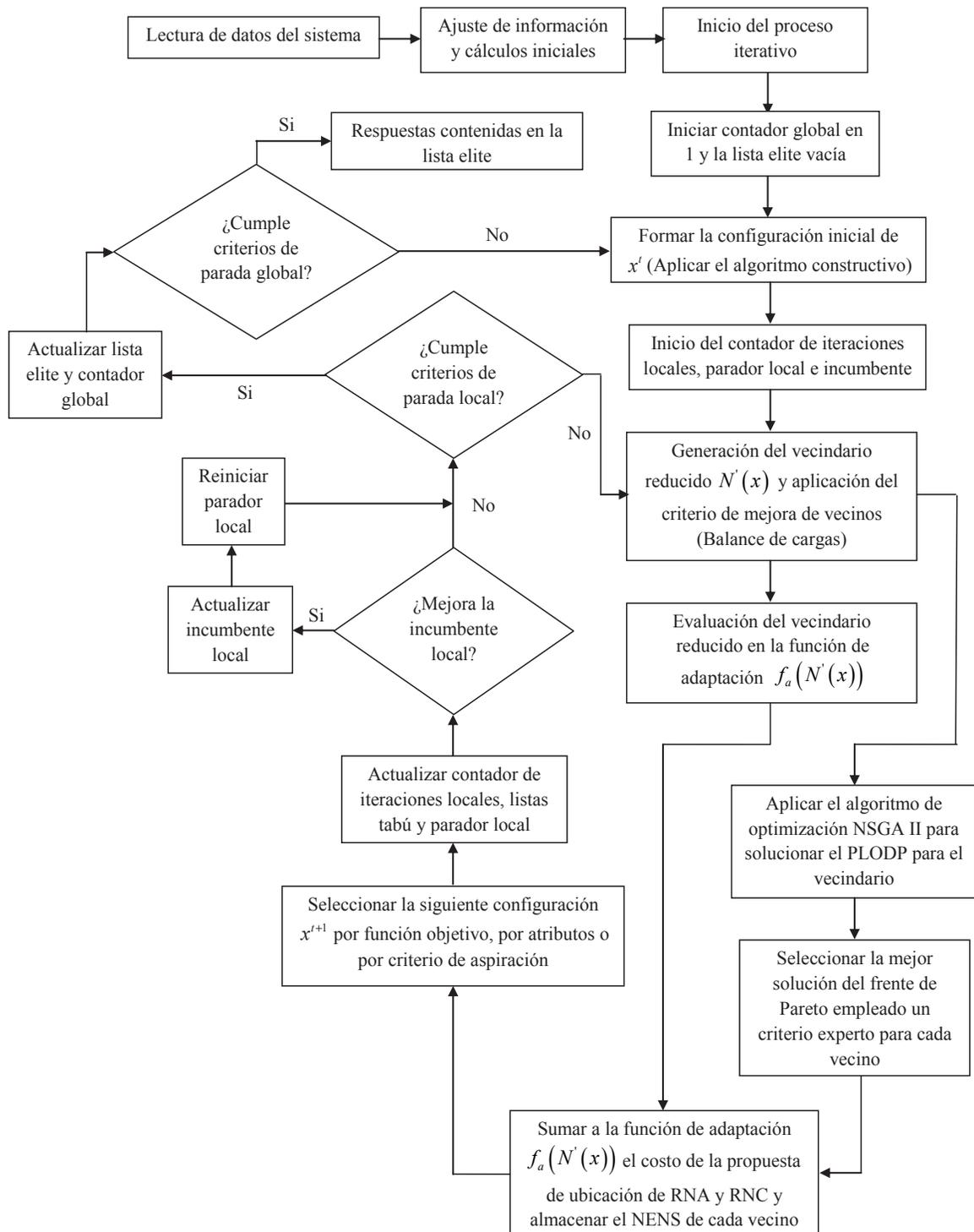


Figura 5.2: Diagrama de flujo para la metodología integrada

Capítulo 6

Aplicación y resultados

En esta sección son presentados los resultados obtenidos a través de la implementación de las metodologías descritas en el capítulo anterior. Para validar ambas metodologías se adaptaron dos sistemas de prueba de la literatura especializada.

El primer sistema empleado es una modificación del sistema IEEE 34 nodos [30], el cual es un sistema trifásico desbalanceado y corresponde a uno de los sistemas típicos para evaluar ubicación de bancos de condensadores, realizar estudios de balance de fases y reducción de pérdidas técnicas, entre otros. Para este sistema el 81.8% de las líneas existentes han quedado como líneas propuestas. Adicionalmente fueron agregados 17 nuevos tramos de red y 2 subestaciones.

El segundo sistema empleado es de 54 nodos [31], el cual es comúnmente empleado para planeación de redes de distribución a través de su equivalente monofásico. Este sistema es adaptado para generar su representación trifásica desbalanceada.

La implementación computacional de ambas metodologías propuestas fue en un computador *Intel Core 2 Duo* con *4GB* de *RAM* y sistema operativo *Windows® 7 Professional* empleando el software *MATLAB® 2010a*.

A continuación se presentan los aspectos generales empleados en ambos sistemas. Para ambos sistemas se consideraron reconectores con capacidad de 20 MVA y un costo de US\$22.000, el valor de la energía igual a US\$100 el MWh, una tasa de interés del 10%, una tasa de crecimiento del costo de la energía

del 2% y US\$8 el costo del balance de fases. Los tipos de calibres empleados y sus características se presentan en la Tabla 6.1. Los tipos de subestaciones usados en los sistemas de prueba 1 y 2 se presentan en las Tablas 6.2 y 6.3, respectivamente.

Tabla 6.1: Costos asociados a los tipos de conductor

Tipo	Corriente máxima [A]	Costos de instalación y aumento de calibre [US\$/km]					
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	—	—	—	—	67000	38000
6	600	—	—	—	—	—	85000

Tabla 6.2: Costos asociados a los tipos de subestación del sistema 1

Tipo	Potencia [MVA]	Costo de instalación y ampliación [US\$]			
1	5	675.000	675.000	1.350.000	2.025.000
2	50	—	1.350.000	675.000	1.350.000
3	15	—	—	2.025.000	675.000
4	20	—	—	—	2.700.000

Tabla 6.3: Datos de las subestaciones del sistema 1

Tipo	Potencia [MVA]	Costo de instalación y ampliación [US\$]			
1	30	4.050.000	4.050.000	8.100.000	12.150.000
2	60	—	8.100.000	4.050.000	8.100.000
3	90	—	—	12.150.000	4.050.000
4	120	—	—	—	16.200.000

Con el fin de realizar un estudio comparativo entre las dos metodologías, para ambos sistemas de

prueba se usaron las mismas parametrizaciones para los algoritmos NSGA II y el AGCB, los cuales son usados para la ubicación de los elementos de protección y el balance de fases, respectivamente. Estos valores se presentan en la Tabla 6.4.

Tabla 6.4: Parámetros del NSGA II y el AGCB

Parámetro	NSGA II	AGCB
Número de Individuos	20	(4-10)
Tasa de Mutación	0,80	0,80
Tasa de Cruce	0,90	1
Puntos de cruce	1	1
Generaciones	100	30

6.1. Sistema de Prueba 1

En la Figura 6.1 se presenta la configuración topológica del sistema modificado IEEE 34-nodos. Este es un sistema trifásico desbalanceado, donde cada nodo tiene un factor de potencia diferente. Existen 6 tramos de red (líneas continuas) conectados a la subestación ubicada en el nodo 1 y son propuestas para la expansión de la red 44 nuevos tramos de red (líneas discontinuas) y dos subestaciones en los nodos 35 y 36 (cuadrados punteados). La demanda actual de la red para las fases b y c es 1,85 MVA y 1,03 MVA, respectivamente. La fase a no tiene carga conectada. Los 29 nodos con nueva demanda (8 a 36) cuentan con una carga total para las fases a, b y c en conexión estrella de 2,68 MVA, 2,04 MVA y 1,45 MVA, respectivamente, además de una carga total por fase en conexión delta de 1,97 MVA, 2,11 MVA y 2,66 MVA, respectivamente. La carga es modelada como potencia constante en un 80 % e impedancia constante en un 20 %. El nivel de tensión línea-línea es 14.4 kV y la variación de tensión máxima permitida es del 5 %. El periodo de estudio considerado es 20 años. Los datos de tramos de red, cargas y costos de subestaciones y conductores se presentan en el Anexo. Como valores de parametrización se usaron para el algoritmo búsqueda tabú: un valor máximo de 1000 generaciones, como criterio de parada de la búsqueda local un valor de 50 iteraciones sin mejorar la función objetivo y 8 reinicios para la búsqueda global.

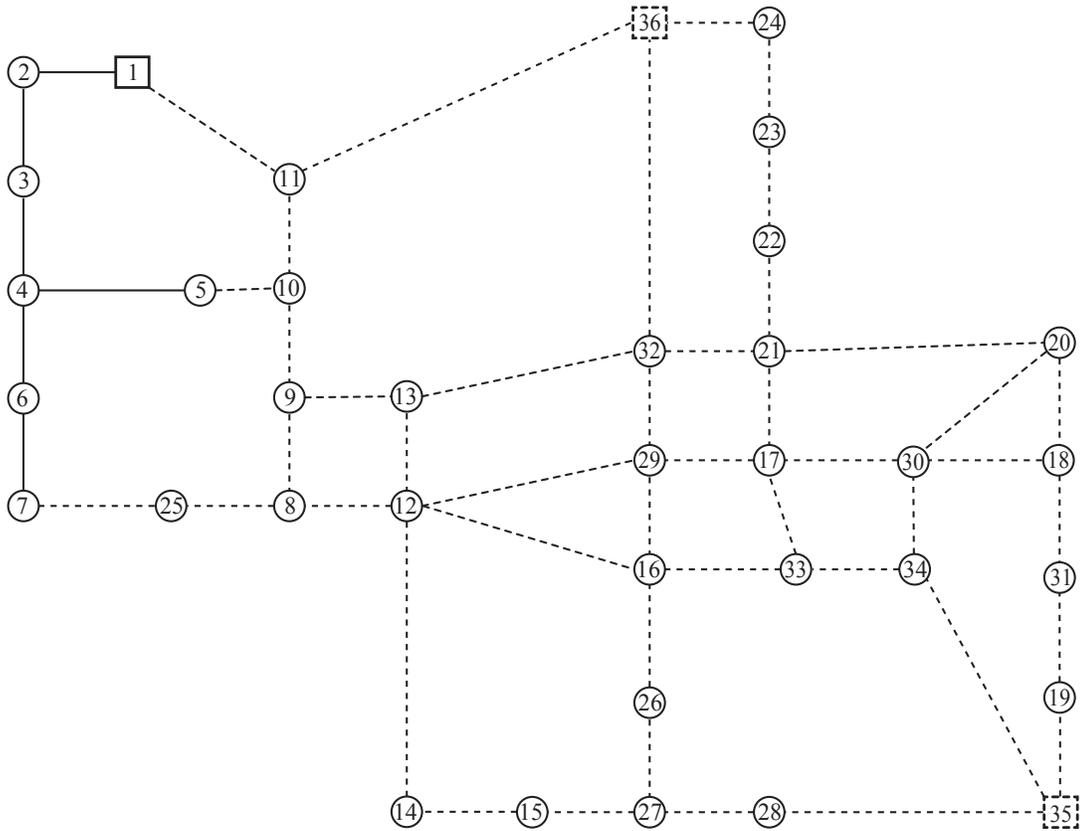


Figura 6.1: Configuración inicial del sistema de prueba 1

6.1.1. Resultados obtenidos con la metodología en cascada

Al aplicar esta metodología es obtenida la configuración que se presenta en la Figura 6.2, donde al lado de cada tramo de red se ilustra el tipo de calibre respectivo. Adicionalmente se aprecian los reconectores que se proponen para instalación en el sistema.

Al aplicar la estrategia para determinar el conjunto de reconectores candidatos normalmente abiertos y cerrados descrita en el numeral 4.3, se obtienen las siguientes ubicaciones:

- Reconectores normalmente abiertos: tramos de red 7-25, 14-15, 21-22, 36-11, 5-10, 16-12, 12-29 y 13-32.

- Reconectores normalmente cerrados: tramos de red 8-12, 9-8, 17-33, 27-28, 32-29 y 32-21.

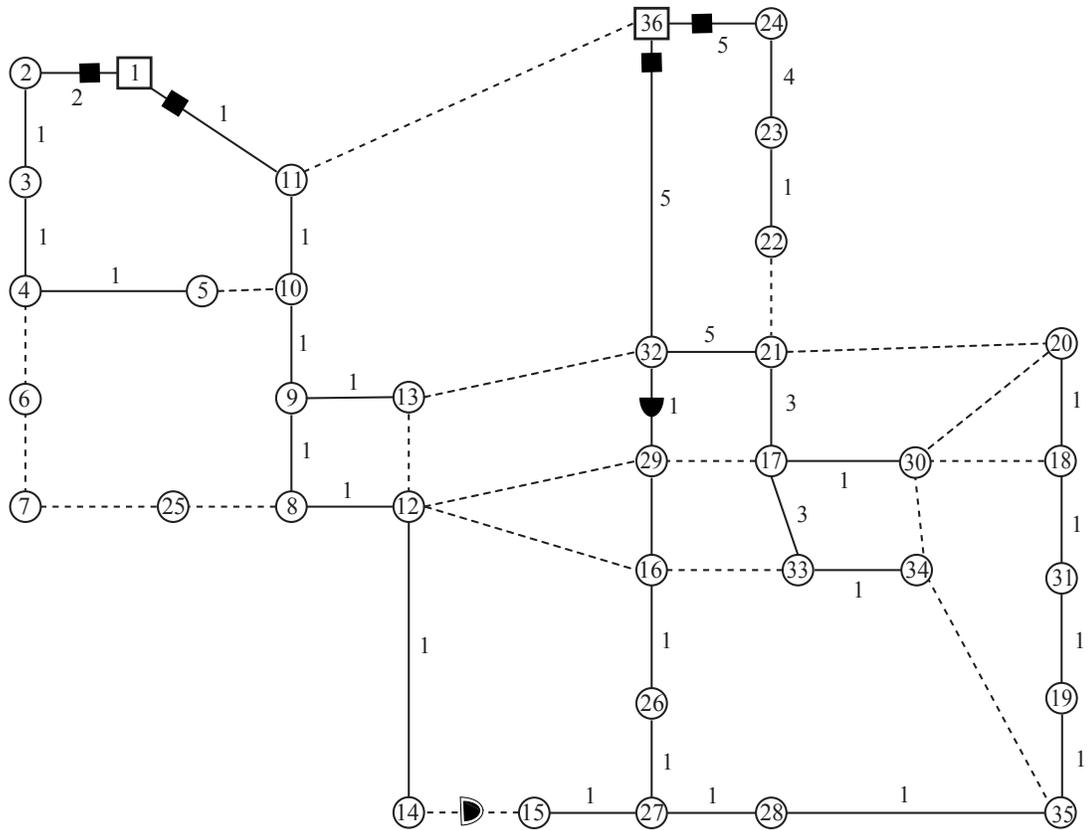


Figura 6.2: Configuración final obtenida por la metodología en cascada

En las Tablas 6.5, 6.6 y 6.7 se presentan la cantidad de calibres empleados, los tipos de subestaciones definidos y la ubicación de los reconectores, respectivamente.

Tabla 6.5: Cantidad de calibres empleados para el sistema 1

Número de tramos	Tipo de conductor
0	6
3	5
1	4

continúa ...

Tabla 6.5: Cantidad de calibres empleados para el sistema 1
(continuación...)

Número de tramos	Tipo de conductor
2	3
1	2
24	1

Tabla 6.6: Tipo de subestaciones del sistema 1

Nodo de la subestación	Tipo
1	1
36	3

Tabla 6.7: Tramos de red con reconectores

Nodo de envío	Nodo de recibo	Reconector
29	32	Normalmente cerrado
14	15	Normalmente abierto

Los costos globales del proyecto para esta metodología se presentan en la Tabla 6.8, donde todos los costos están en valor presente. El CAUE para esta metodología es US\$ 260.124,76.

Tabla 6.8: Costos desagregados de planeación para el sistema 1

Costos globales [US\$]	
Conductores	76.286,04
Pérdidas	69.060,72
Subestaciones	2.025.000,00
Reconectores	44.001,96

continúa ...

Tabla 6.8: Costos desagregados de planeación para el sistema
1 (continuación...)

Costos globales en valor presente [US\$]	
Balance	240,00
Penalizaciones	0,00
Total	2.214.588,72

El NENS de este sistema corresponde a 1,247,4 GWh-año que corresponde al 1,04% del total de energía de entrada anual de este sistema.

6.1.2. Resultados obtenidos con la metodología integrada

Al aplicar esta metodología es obtenida la configuración que se presenta en la Figura 6.3, donde al lado de cada tramo de red se ilustra el tipo de calibre respectivo.

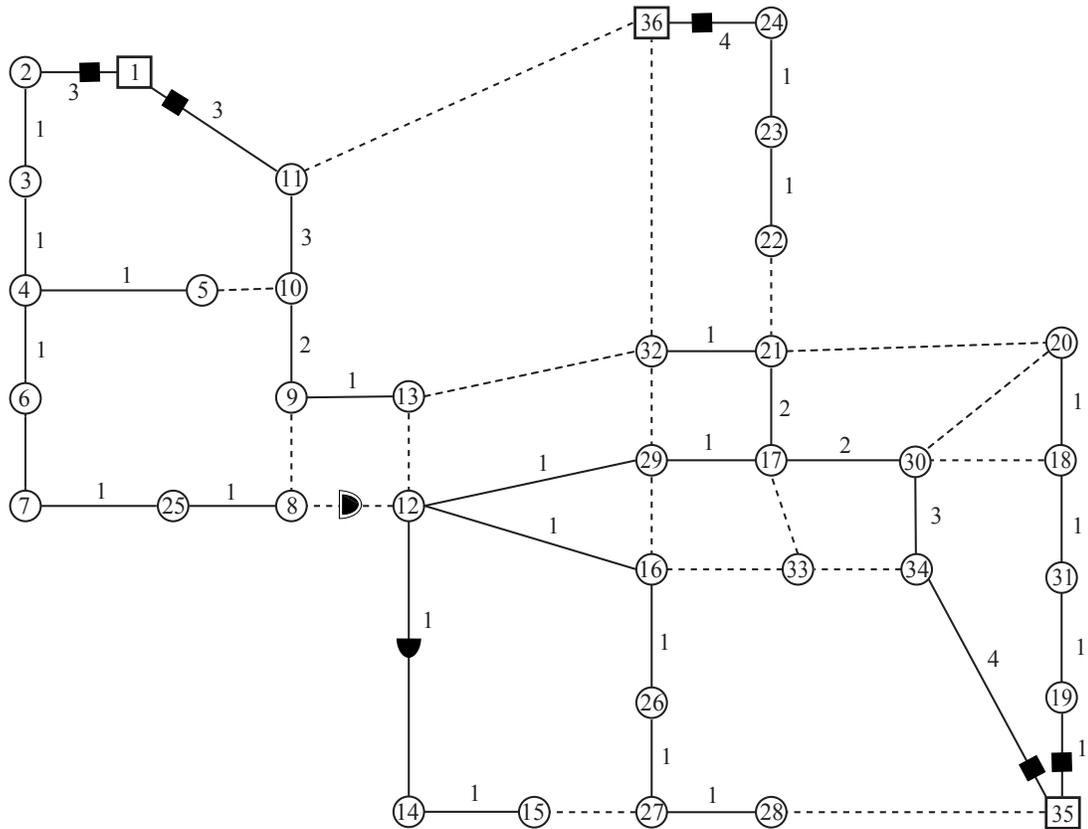


Figura 6.3: Configuración final obtenida por la metodología integrada

En las Tablas 6.9, 6.10 y 6.11 se presentan la cantidad de calibres empleados, los tipos de subestaciones definidos y la ubicación de los reconectores, respectivamente.

Tabla 6.9: Cantidad de calibres empleados para el sistema 1

Número de tramos	Tipo de conductor
0	6
0	5
2	4
4	3
3	2

continúa ...

Tabla 6.9: Cantidad de calibres empleados para el sistema 1
(continuación...)

Número de tramos	Tipo de conductor
23	1

Tabla 6.10: Tipo de subestaciones del sistema 1

Nodo de la subestación	Tipo
1	1
35	2
36	1

Tabla 6.11: Tramos de red con reconectores

Nodo de envío	Nodo de recibo	Reconector
12	14	Normalmente cerrado
8	12	Normalmente abierto

Los costos globales del proyecto para esta metodología se presentan en la Tabla 6.12, donde todos los costos están en valor presente. El CAUE para esta metodología es US\$ 251.711,51.

Tabla 6.12: Costos desagregados de planeación para el sistema 1

Costos globales [US\$]	
Conductores	73.752,24
Pérdidas	51.192,17
Subestaciones	2.025.000,00
Reconectores	44.001,79
Balance	208.00

continúa ...

Tabla 6.12: Costos desagregados de planeación para el sistema 1 (continuación...)

Costos globales en valor presente [US\$]	
Penalizaciones	0,00
Total	2.142.962,04

El NENS de este sistema corresponde a 1,103,5 GWh-año que corresponde al 0,92 % del total de energía de entrada anual de este sistema.

6.2. Sistema de prueba 2

Este es un sistema monofásico ampliamente empleado en la literatura especializada para evaluar metodologías de planeamiento de la expansión en sistemas de distribución (ver Figura 6.4). Para este sistema se realiza una adaptación con el fin de lograr una representación trifásica. Se consideran 2 subestaciones existentes en los nodos 51 y 52, y 14 líneas existentes (líneas continuas). La demanda actual para los 16 nodos existentes para las fases a , b y c en conexión estrella es 23.32 MVA, 21.15 MVA y 24.40 MVA, respectivamente; no se consideran cargas conectadas en delta. Para los 38 nodos proyectados la demanda para las fases a , b y c es 19.65 MVA, 21,30 MVA y 20,31 MVA, respectivamente. La carga es modelada como potencia constante en un 80 % e impedancia constante en un 20 %. El nivel de tensión línea-línea es 23,9 kV y la variación de tensión máxima permitida es del 5 %. El periodo de estudio considerado es 20 años. Los datos de tramos de red, cargas y costos de subestaciones y conductores se presentan en el Anexo. Como valores de parametrización se usaron para el algoritmo búsqueda tabú: un valor máximo de 1000 generaciones, como criterio de parada de la búsqueda local un valor de 100 iteraciones sin mejorar la función objetivo y 8 reinicios para la búsqueda global.

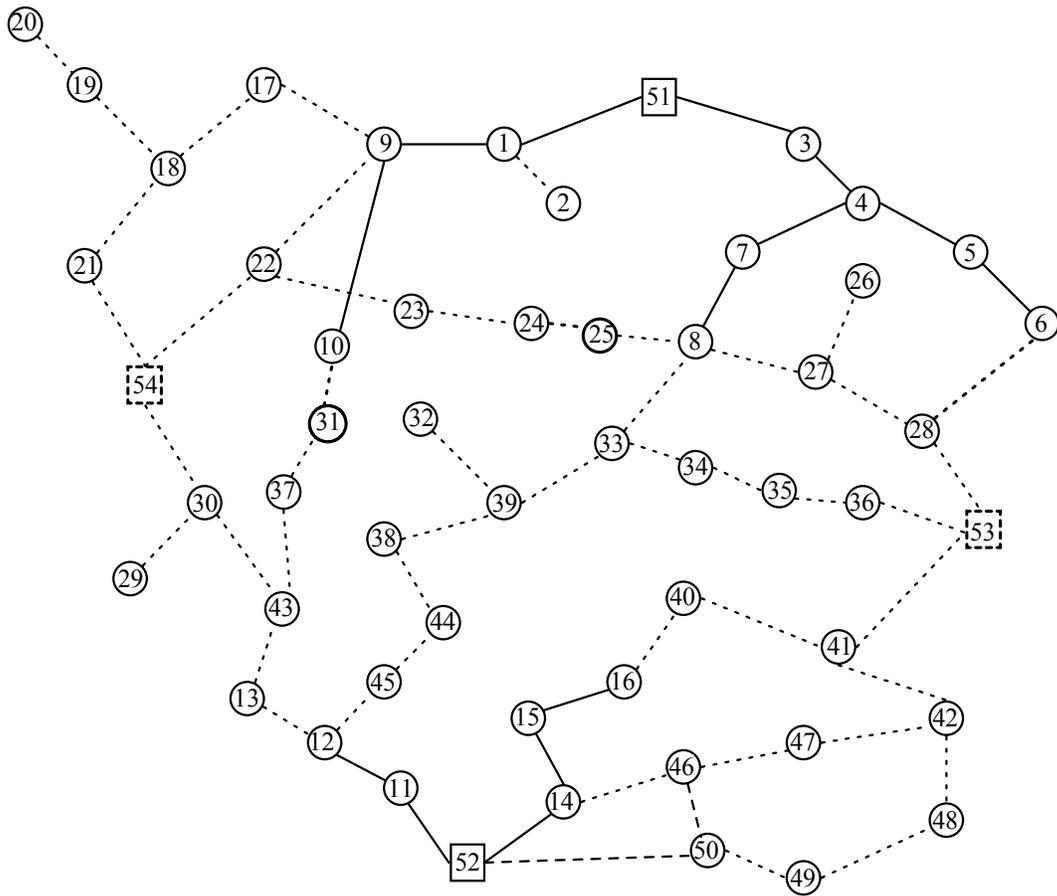


Figura 6.4: Configuración inicial del sistema de 54 nodos modificado

6.2.1. Resultados obtenidos con la metodología en cascada

Al aplicar esta metodología es obtenida para la red la configuración que se presenta en la Figura 6.5, donde al lado de cada tramo de red se ilustra el tipo de calibre respectivo. Adicionalmente se aprecian los reconectores que se proponen para instalación en el sistema.

Al aplicar la estrategia para determinar el conjunto de reconectores candidatos normalmente abiertos y cerrados descrita en el numeral 4.3, se obtienen las siguientes ubicaciones:

- Reconectores normalmente abiertos: tramos de red 5-6, 1-9, 9-17, 25-8, 8-27, 40-16, 31-10, 13-43, 44-38, 33-8, 48-49 y 47-46.

- Reconectores normalmente cerrados: tramos de red 4-7, 12-45, 14-15, 14-46, 27-27, 41-42, 18-19, 22-9, 22-23 y 30-43.

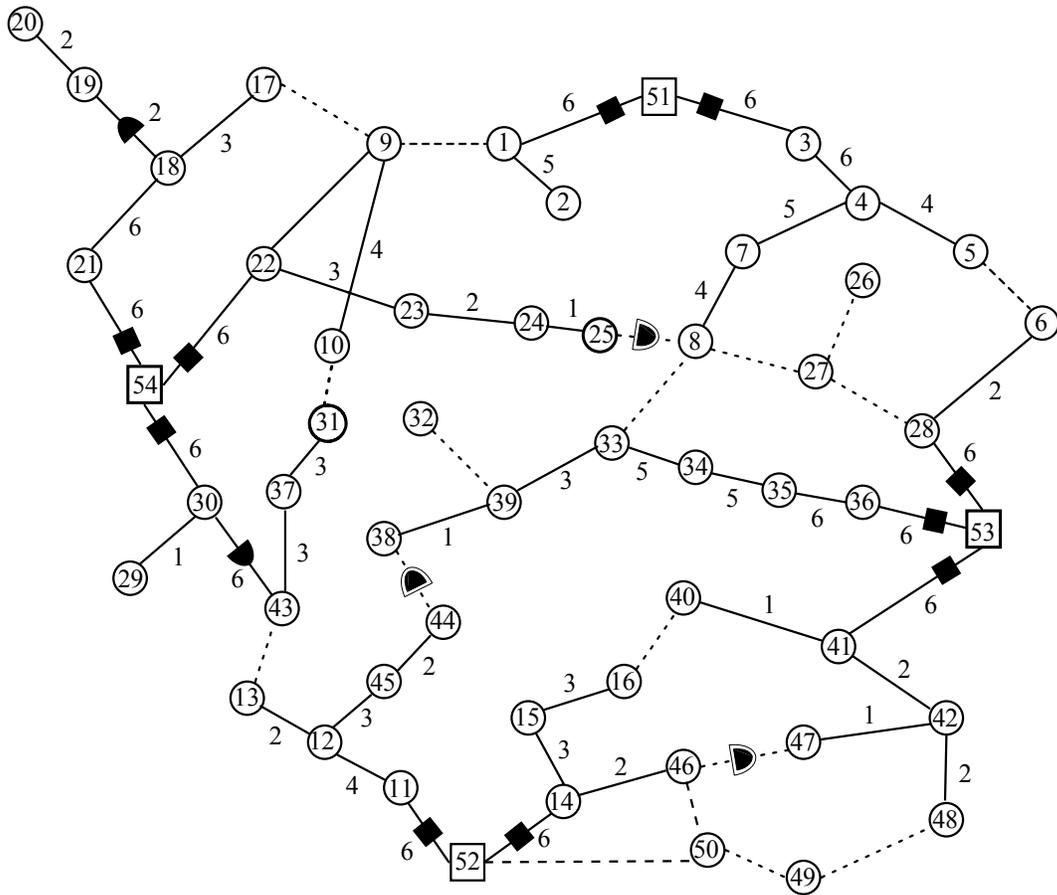


Figura 6.5: Configuración final obtenida por la metodología en cascada

En las Tablas 6.13, 6.14 y 6.15 se presentan la cantidad de calibres empleados, los tipos de subestaciones definidos y la ubicación de los reconectores, respectivamente.

Tabla 6.13: Cantidad de calibres empleados para el sistema 2

Número de tramos	Tipo de conductor
15	6
4	5

continúa ...

Tabla 6.13: Cantidad de calibres empleados para el sistema 2
(continuación...)

Número de tramos	Tipo de conductor
4	4
8	3
9	2
5	1

Tabla 6.14: Tipo de subestaciones del sistema 2

Nodo de la subestación	Tipo
51	2
52	1
53	1
54	2

Tabla 6.15: Tramos de red con reconectores

Nodo de envío	Nodo de recibo	Reconector
18	19	Normalmente cerrado
30	43	Normalmente cerrado
38	44	Normalmente abierto
25	8	Normalmente abierto
46	47	Normalmente abierto

Los costos globales del proyecto para esta metodología se presentan en la Tabla 6.16, donde todos los costos están en valor presente. El CAUE para esta metodología es US\$ 1.618.605,66.

Tabla 6.16: Costos desagregados de planeación para el sistema 2

Costos globales [US\$]	
Conductores	707.267,00
Pérdidas	812.558,60
Subestaciones	12.150.000,00
Reconectores	110.028,80
Balance	248,00
Penalizaciones	0,00
Total	13.780.102,40

El NENS de este sistema corresponde a 27,016 GWh-año que corresponde al 3% del total de energía de entrada anual de este sistema.

6.2.2. Resultados obtenidos con la metodología integrada

Al aplicar esta metodología es obtenida para la red la configuración que se presenta en la Figura 6.6, donde al lado de cada tramo de red se ilustra el tipo de calibre respectivo.

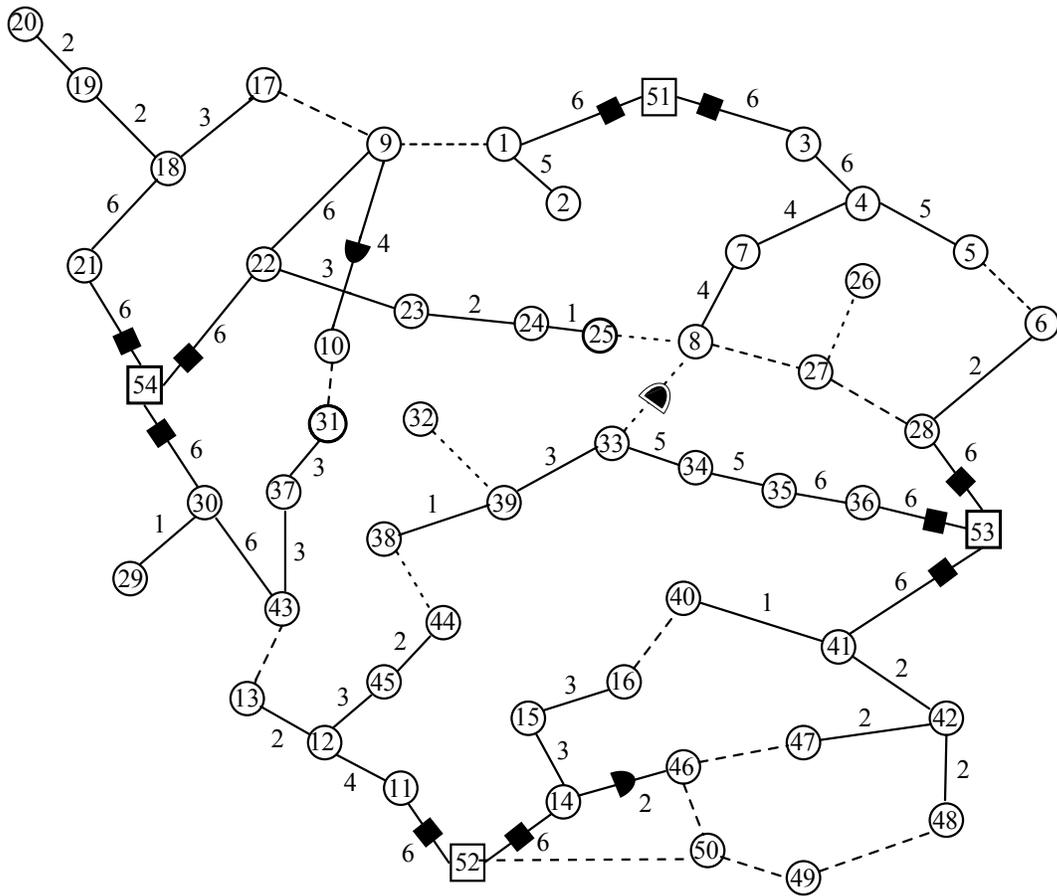


Figura 6.6: Configuración final obtenida por la metodología integrada

En las Tablas 6.17, 6.18 y 6.19 se presentan la cantidad de calibres empleados, los tipos de subestaciones definidos y la ubicación de los reconectores, respectivamente.

Tabla 6.17: Cantidad de calibres empleados para el sistema 2

Número de tramos	Tipo de conductor
14	6
6	5
7	4
8	3

continúa ...

Tabla 6.17: Cantidad de calibres empleados para el sistema 2
(continuación...)

Número de tramos	Tipo de conductor
3	2
8	1

Tabla 6.18: Tipo de subestaciones del sistema 2

Nodo de la subestación	Tipo
51	2
52	1
53	1
54	2

Tabla 6.19: Tramos de red con reconectores

Nodo de envío	Nodo de recibo	Reconector
14	46	Normalmente cerrado
9	10	Normalmente cerrado
33	8	Normalmente abierto

Los costos globales del proyecto para esta metodología se presentan en la Tabla 6.20, donde todos los costos están en valor presente. El CAUE para esta metodología es US\$ 1.624.491.01.

Tabla 6.20: Costos desagregados de planeación para el sistema 2

Costos globales [US\$]	
Conductores	726.781,00
Pérdidas	887.024,20

continúa ...

Tabla 6.20: Costos desagregados de planeación para el sistema 2 (continuación...)

Costos globales en valor presente [US\$]	
Subestaciones	12.150.000,00
Reconectores	66.042,70
Balance	360,00
Penalidades	0,00
Total	13.830.207,93

El NENS de este sistema corresponde a 36,097 GWh-año que corresponde al 4 % del total de energía de entrada anual de este sistema.

6.3. Análisis de resultados

6.3.1. Sistema 34 nodos

Para este sistema de prueba se observa que la metodología integrada presenta una inversión anualizada menor que la metodología en cascada, con una diferencia de US\$ 8.413,25 por año, lo cual equivale al 3.23 % del costo total del proyecto.

Por otro lado en comparación con los niveles de energía no servida se observa claramente que la metodología integrada presenta una indisponibilidad final menor (0.92 % con respecto al valor de entrada); esto se debe a que la respuesta integrada presenta una topología final con tres subestaciones ubicadas, es decir, una más que la metodología en cascada, con lo que se logra una mejor distribución de carga y por lo tanto una menor afectación debido a fallas en el sistema.

Para ambas respuestas en torno a los reconectores ubicados, se puede observar que el sistema solo requiere de dos para minimizar el nivel de energía no servida, condición que se da debido a la dimensión del sistema (34 nodos) y la gran cantidad de alimentadores que surgen para atender la demanda. Esto quiere decir que las protecciones principales son suficientes para reducir en gran medida los disturbios causados por las fallas. En relación con los calibres, se evidencia que para ambas respuestas más del

70% de los conductores finales de la red es del tipo 1, lo que refleja la buena distribución de carga para las dos soluciones.

Al compararse las pérdidas de energía en el horizonte de planeamiento, es claro que para la metodología en cascada la inversión en conductores es inferior en relación con la metodología integrada en un 5.47%; sin embargo, esta reducción no es compensada por el valor de las pérdidas, las cuales son menores para la metodología integrada en un 32%, en relación con la metodología en cascada.

6.3.2. Sistema 54 nodos

Para el sistema de prueba de 54 nodos es posible observar, que la metodología en cascada presenta una inversión anualizada menor que la metodología en integrada, con una diferencia de US\$ 5.885,35 por año, lo cual equivale al 0.36% del costo total del proyecto.

Por otro lado en comparación con los niveles de energía no servida se observa claramente que la metodología en cascada presenta una indisponibilidad final menor (3% con respecto al valor de entrada), mientras que el modelo integrado presenta un 4%. Esta diferencia radica básicamente en la cantidad de reconectores que fueron instalados en cada metodología, ya que entre mayor sea el número de reconectores, las áreas conformadas serán de menor tamaño y por tanto la incidencia de una falla es menos severa en relación con el número de cargas por fuera de servicio.

En relación con los reconectores ubicados, la metodología en cascada propone la ubicación de dos RNC para aislamiento de fallas y tres RNA para transferencia de carga. Por otro lado para la metodología integrada se propone un RNA para transferencia y dos RNC para aislamiento de fallas, lo que incrementa el nivel de energía no servida de esta topología. En relación con los calibres, los resultados obtenidos para ambas metodologías presentan en su mayoría conductores de tipo 6 (15 para la metodología en cascada y 14 para la metodología integrada), situación que se da debido a la gran cantidad de carga del sistema.

6.3.3. Comentarios finales

Según los resultados obtenidos para ambos sistemas de prueba, con las dos metodologías propuestas, no es posible determinar que metodología es más eficiente en términos de calidad de la respuesta, debido a que para un caso se comporta mejor el modelo integrado y para otro caso se comporta mejor el modelo en cascada. Razón por la cual, aunque los valores encontrados sean muy cercanos entre sí, no permiten calificar una metodología como mejor que la otra.

Aunque ambas metodologías están diseñadas para resolver el problema de planeación óptima de redes de distribución considerando reconectores automáticos para transferencia de carga, la forma como están planteadas no permite realizar una comparación justa, debido a que la manera como es elegido un punto sobre el frente óptimo de Pareto considerando el criterio *máx-mín*, es altamente dependiente de la condición topológica de la red. Esta situación es altamente variable al inicio del proceso de solución en el modelo integrado, en donde puede variar la topología de la red entre vecinos, lo que introduce oscilaciones indeseadas en el criterio de selección empleado. Esto no ocurre con el modelo en cascada, pues este evoluciona hasta encontrar la mejor topología para la red y posteriormente se evalúa la ubicación de reconectores, con lo que las oscilaciones en la selección del punto sobre el frente, se reducen significativamente.

Capítulo 7

Conclusiones, recomendaciones y trabajos futuros

7.1. Conclusiones

- Con el fin de encontrar la solución óptima de la planeación de sistemas de distribución considerando localización de reconectores normalmente abiertos y cerrados, en este trabajo se plantearon dos nuevos enfoques: el primero considera una metodología en cascada donde inicialmente se encuentra el diseño óptimo de la red y luego se localizan los reconectores sobre el sistema. El segundo enfoque plantea una metodología integrada, la cual considera en forma simultánea para cada configuración propuesta de la red de distribución, la ubicación de los reconectores. Las dos metodologías fueron aplicadas a dos sistemas de prueba de la literatura, donde los resultados obtenidos avalan lo propuesto en este trabajo.
- La etapa de la planeación de sistemas de distribución formula el problema como un nuevo modelo matemático 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, máxima caída de tensión permitida y radialidad de la red; esta etapa es solucionada usando un algoritmo búsqueda tabú. Se empleó un modelo trifásico de la red, debido a que representa de mejor forma la operación de los sistemas de distribución, acercando las respuestas a comportamientos reales.

- La etapa de ubicación óptima de reconectores se formula como un nuevo modelo matemático multi-objetivo de tipo no lineal entero mixto, el cual tiene como funciones objetivo la minimización de los costos de inversión y el nivel de energía no servida del sistema. El conjunto de restricciones considera la cargabilidad de tramos de red que permiten transferencia de carga, regulación de tensión y restricciones de tipo financiero; esta etapa es solucionada usando un algoritmo NSGA II. A diferencia de la literatura especializada, en este trabajo se considera la ubicación de los reconectores normalmente abiertos y cerrados de forma simultánea, lo cual permite encontrar respuestas para instalación de uno de ellos a partir de la incidencia de localización del otro elemento.
- En la implementación del algoritmo BT fueron desarrollados diferentes algoritmos heurísticos que guiaban en forma eficiente la búsqueda a través del espacio de solución. En primer lugar se empleó un algoritmo aleatorio combinado con un algoritmo de árbol de mínimo peso, para formar topologías iniciales factibles. En segundo lugar se desarrollaron tres estrategias de generación de configuraciones vecinas que aprovechan las ventajas del flujo de carga, la asignación adecuada de calibres y la aleatoriedad controlada. En tercer lugar se implementó una estrategia de mejoramiento local por medio de un balance de fases a través de un algoritmo genético de Chu & Beasley para minimizar las pérdidas y mejorar el perfil de tensión en el vecindario generado.
- Se presentaron dos indicadores de sensibilidad para generar el conjunto de reconectores candidatos para instalar en el sistema, a partir de la información obtenida de la etapa de planeación del sistema de distribución. Esto permite automatizar la metodología sin necesidad de ejecutarla paso a paso, así como involucrar criterios a partir de la experiencia del personal encargado de la planeación de estos sistemas.
- En la implementación del algoritmo NSGA II se emplea como base una población inicial aleatoria y un algoritmo genético de Chu & Beasley para la obtención del frente óptimo de Pareto. Adicionalmente se emplea la métrica conocida como criterio *máx-mín* para seleccionar un punto

sobre el frente y asignarlo a la topología actual de la red, lo cual permite obtener una solución que sea intermedia a ambas funciones objetivo tratadas.

- Utilizar cualquier métrica para seleccionar un punto sobre el frente óptimo de Pareto, puede en principio afectar en gran medida la calidad de la respuesta de los modelos híbridos, puesto que para cada configuración puede obtenerse un frente óptimo con diferentes características y por tanto, es imposible determinar cual es el mejor individuo sobre el frente, para permitir la evolución adecuada de la técnica guía del proceso. Esto quiere decir que la variabilidad del frente óptimo puede producir sobre la estrategia de búsqueda oscilaciones indeseadas que pueden afectar la obtención del óptimo global del problema.
- Debido a que en la literatura especializada no se encuentran 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.
- Los resultados obtenidos con ambos enfoques propuestos pueden ser valores de referencia para futuros trabajos, con el fin de verificar la validez de nuevas metodologías.

7.2. Recomendaciones y trabajos futuros

- Para el desarrollo de una metodología integrada que tenga en cuenta la ubicación óptima de reconectores en sistemas de distribución, deben ser consideradas otras estrategias de selección para el individuo sobre el frente de Pareto, ya que el algoritmo es altamente sensible a este tipo de variaciones en la solución, con lo que se puede perder eficiencia en la metodología propuesta.
- Sería interesante desde el punto de vista de la confiabilidad en la red de distribución, considerar un modelo híbrido para planear la expansión de la red teniendo en cuenta elementos de protección para mejorar indicadores de confiabilidad, de forma que se emplee un modelo multi-objetivo que relacione confiabilidad y costos globales de inversión. Otra opción es usar una técnica integrada en la cual el líder este asociada al planeamiento y el seguidor a la ubicación de las protecciones, para evitar oscilaciones indeseadas sobre el espacio de solución.

Bibliografía

- [1] K. Deb, *Multi-Objective Optimization Using Evolutionary Algorithms*, sheldon Ross and R. Weber, Eds. Jhon Wiley and Sons, LTD, 2000.
- [2] S. Bhowmik, S. K. Goswami, and P. K. Bhattacharjee, “A new power distribution system planning through reliability evaluation technique,” *Electric Power Systems Research*, vol. 54, p. 169–179, 2000.
- [3] R. Ranjan, B. Venkatesh, and D. Das, “A new algorithm for power distribution system planning,” *Electric Power Systems Research*, vol. 62, pp. 55–65, 2002.
- [4] J. F. Gómez, H. M. Khodr, P. M. D. Oliveira, L. Ocque, J. M. Yusta, R. Villasana, and A. J. Urdaneta, “Ant colony system algorithm for the planning of primary distribution circuits,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, pp. 996–1004, 2004.
- [5] M. Ippolito., E. Sanseverino, and F. Vuinovich, “Multiobjective ant colony search algorithm optimal electrical distribution system planning,” in *Congress on Evolutionary Computation. CEC2004.*, 2004.
- [6] I. J. Ramírez and J. A. Domínguez, “New multiobjective tabu search algorithm for fuzzy optimal planning of power distribution systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, pp. 224–233, 2006.
- [7] H. Mori and Y. Yamada, “Two-layered neighborhood tabu search for multi-objective distribution network expansion planning,” in *IEEE International Symposium on Circuits and Systems*, 2006.

- [8] M. Lavorato, M. J. Rider, and A. V. G. R. Romero, “A constructive heuristic algorithm for distribution system planning,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, pp. 1734–1742, 2010.
- [9] M. Lavorato, J. F. Franco, M. J. Rider, and R. Romero, “Imposing radiality constraints in distribution system optimization problems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, pp. 172–180, 2012.
- [10] R. Bupasiri, N. Wattanapongsakorn, J. Hokierti, and D. W. Coit, “Optimal electric power distribution system reliability indices using binary programming,” in *Proceedings Annual Reliability and Maintainability Symposium*, 2003.
- [11] L. G. E. da Silva, R. A. F. Pereira, and J. R. S. Mantovani, “Allocation of protective devices in distribution circuits using nonlinear programming models and genetic algorithms,” *Electric Power Systems Research*, vol. 69, pp. 77–84, 2004.
- [12] W. Tippachon and D. Rerkpreedapong, “Multiobjective optimal placement of switches and protective devices in electric power distribution systems using ant colony optimization,” *Electric Power Systems Research*, vol. 79, pp. 1171–1178, 2009.
- [13] G. D. Ferreira, A. S. Bretas, and G. C. Jr., “Optimal distribution protection design considering momentary and sustained reliability indices,” in *Modern Electric Power Systems*, 2010.
- [14] F. Darabi, A. T. Shooshtari, E. Babaei, and S. Darabi, “Reliability cost allocation of protective devices using binary programming,” in *Symposium on Business, Engineering and Industrial Applications*, 2011.
- [15] D. S. Popovic, L. R. Glamocic, and M. D. Nimrihter, “The optimal automation level of medium voltage distribution networks,” *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 33, pp. 430–438, 2011.
- [16] G. Ferreira and A. Bretas, “A nonlinear binary programming model for electric distribution systems reliability optimization,” *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 43, pp. 384–392, 2012.

- [17] C. A. Pulgarín, M. A. Rios, C. A. Acosta, R. A. Hincapié, M. Granada, and R. A. Gallego, “Localización óptima de reconectores normalmente abiertos para transferencia de carga,” *Mundo Eléctrico*, vol. 50, pp. 38–44, 2012.
- [18] A. E. D. C. Tio, I. B. N. C. Cruz, B. M. Malquisto, and R. D. del Mundo, “A binary programming model for reliability optimization considering fuse-blow and fuse-save schemes,” in *IEEE Conference TENCON*, 2012.
- [19] C. A. Peñuela, “Desenvolvimento de técnicas e modelos matemáticos para solução do problema de planejamento da expansão e operação de sistemas de distribuição de energia eléctrica com geradores distribuídos,” Ph.D. dissertation, Universidad Estadual Paulista “Julio de Mesquita Filho”, Faculdade de Engenharia, Campus de Ilha Solteira, 2012.
- [20] S. Ganguly, N. Sahoo, and D. Das, “Multi-objective planning of electrical distribution systems using dynamic programming,” *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 46, p. 65–78, 2013.
- [21] 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.
- [22] B. M. Batista and F. Glover, “Introducción a la búsqueda tabú,” Universidad de La Laguna, Tech. Rep., 2006.
- [23] F. Glover, “Tabu search fundamentals and uses,” University of Colorado, Tech. Rep., 1995.
- [24] F. Glover, M. Laguna, and R. Martí, *Approximation Algorithms and Metaheuristics*. Chapman & Hall/CRC, 2007, ch. Principles of Tabu Search, pp. 23–1 – 23–10.
- [25] F. Glover, “Future paths for integer programming and links to artificial intelligence,” *Computers and Operations Research*, vol. 13, pp. 533 – 549, 1986.
- [26] 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.

- [27] 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.
- [28] R. A. G. Rendón, A. H. E. Zuluaga, and E. M. T. Ocampo, *Técnicas Metaheurísticas de Optimización*, U. T. de Pereira, Ed. Universidad Tecnológica de Pereira, 2008.
- [29] C. A. C. Coello, D. A. V. Veldhuizen, and G. B. Lamont, *Evolutionary Algorithms for Solving Multi-Objective Problems*, D. E. Goldberg, Ed. Kluwer Academic, 2002.
- [30] IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee’s Distribution Test Feeder Working Group. [Online]. Available: <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>
- [31] V. Miranda, J. V. Ranito, and L. M. Proença, “Genetic algorithms in optimal multistage distribution network planning,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, pp. 1927–1933, 1994.

Apéndice

Apéndice A

Sistemas de prueba

A.1. Información del sistema de 34 nodos modificado

En las Tablas [A.1](#) y [A.2](#), se presentan los datos de las cargas y los tramos de red.

Tabla A.1: Cargas conectadas en estrella para el sistema de 34 nodos

Nodo	PaY [kW]	QaY [kVAr]	PbY [MW]	QbY [kVAr]	PcY [MW]	QcY [kVAr]
1	0	0	0	0	0	0
2	0	0	540	270	450	252
3	0	0	540	270	450	252
4	0	0	288	144	0	0
5	0	0	288	144	0	0
6	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0
9	102	51	0	0	0	0
10	507	261	0	0	0	0

continúa ...

Tabla A.1: Cargas conectadas en estrella para el sistema de 34 nodos (continuación...)

Nodo	PaY [kW]	QaY [kVAr]	PbY [MW]	QbY [kVAr]	PcY [MW]	QcY [kVAr]
11	405	210	0	0	0	0
12	0	0	120	60	12	6
13	0	0	120	60	0	0
14	21	9	0	0	12	6
15	21	9	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0
19	0	0	84	42	0	0
20	54	42	54	42	54	42
21	200	80	0	0	0	0
22	837	645	885	666	870	663
23	0	0	144	69	90	50
24	0	0	69	33	0	0
25	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0
27	0	0	12	6	0	0
28	0	0	12	6	0	0
29	6	3	0	0	0	0
30	120	96	120	96	120	96
31	0	0	84	42	0	0
32	6	3	0	0	0	0
33	0	0	0	0	0	0
34	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0	0	0

continúa ...

Tabla A.1: Cargas conectadas en estrella para el sistema de 34 nodos (continuación...)

Nodo	PaY [kW]	QaY [kVAr]	PbY [MW]	QbY [kVAr]	PcY [MW]	QcY [kVAr]
36	0	0	0	0	0	0

Tabla A.2: Cargas conectadas en delta para el sistema de 34 nodos

Nodo	PaD [kW]	QaD [kVAr]	PbD [MW]	QbD [kVAr]	PcD [MW]	QcD [kVAr]
1	0	0	0	0	0	0
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	150	60	0	0
9	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0
12	0	0	150	60	0	0
13	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0
15	90	60	90	60	150	80
16	210	90	60	30	180	90
17	60	30	105	54	369	186
18	144	72	96	51	126	66
19	0	0	0	0	0	0
20	54	27	66	33	0	0

continúa ...

Tabla A.2: Cargas conectadas en delta para el sistema de 34 nodos (continuación...)

Nodo	PaD [kW]	QaD [kVAr]	PbD [MW]	QbD [kVAr]	PcD [MW]	QcD [kVAr]
21	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0
24	120	96	120	96	120	96
25	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0
29	33	15	51	27	57	30
30	138	69	90	48	456	231
31	0	0	0	0	0	0
32	0	0	0	0	0	0
33	0	0	0	0	0	0
34	900	450	900	450	900	450
35	0	0	0	0	0	0
36	0	0	0	0	0	0

En la Tabla A.3, se presenta la información de los tramos de red.

Tabla A.3: Información de conductores para el sistema de 34 nodos

Rama	Envío	Recibo	Longitud(m)	Existente
1	1	2	78	1
2	2	3	78	1
3	3	4	78	1
4	4	5	130	1

continúa ...

Tabla A.3: Información de conductores para el sistema de 34 nodos (continuación...)

Rama	Envío	Recibo	Longitud(m)	Existente
5	4	6	78	1
6	6	7	78	1
7	7	25	104	0
8	8	9	78	0
9	8	12	78	0
10	9	10	78	0
11	10	11	78	0
12	12	13	78	0
13	12	14	248	0
14	14	15	85	0
15	15	27	78	0
16	16	29	78	0
17	16	33	104	0
18	17	30	102	0
19	17	21	78	0
20	18	20	78	0
21	18	31	78	0
22	21	22	78	0
23	22	23	78	0
24	23	24	78	0
25	25	8	78	0
26	26	16	92	0
27	27	28	80	0
28	27	26	78	0
29	29	32	78	0

continúa ...

Tabla A.3: Información de conductores para el sistema de 34 nodos (continuación...)

Rama	Envío	Recibo	Longitud(m)	Existente
30	29	17	80	0
31	30	18	102	0
32	31	19	80	0
33	33	34	78	0
34	36	11	253,3081	0
35	36	24	80	0
36	36	32	234	0
37	35	19	90	0
38	35	28	204	0
39	35	34	198,2524	0
40	21	32	80	0
41	1	11	135,2	0
42	5	10	52,78	0
43	9	13	78	0
44	16	12	198,328	0
45	12	29	195,208	0
46	13	32	195,104	0
47	20	21	233,636	0
48	20	30	143,98	0
49	30	34	64,012	0
50	33	17	74,62	0

A.2. Información del sistema de 54 nodos

En las Tablas A.4 y A.5, se presentan los datos de las cargas y los tramos de red.

Tabla A.4: Cargas conectadas en estrella para el sistema de 54 nodos

Nodo	PaY [kW]	QaY [kVAr]	PbY [MW]	QbY [kVAr]	PcY [MW]	QcY [kVAr]
1	3960	3000	0	0	3960	3000
2	1320	990	1320	990	1320	990
3	480	360	480	360	480	360
4	0	0	0	0	1680	1260
5	0	0	2400	1800	2400	1800
6	720	540	720	540	720	540
7	240	180	240	180	240	180
8	1800	1350	1800	1350	0	0
9	2280	1710	2280	1710	2280	1710
10	0	0	2400	1800	1800	1200
11	240	180	240	180	240	180
12	1200	900	1200	900	0	0
13	1080	810	1080	810	1080	810
14	960	720	0	0	960	720
15	1200	900	1200	900	1200	900
16	1560	1170	1560	1170	1200	930
17	0	0	600	450	0	0
18	1080	810	1080	810	1080	810
19	1200	900	1200	900	0	0
20	0	0	600	450	600	450
21	600	450	600	450	600	450
22	0	0	600	450	600	450
23	600	450	0	0	600	450
24	600	450	600	450	0	0
25	720	540	720	540	720	540

continúa ...

Tabla A.4: Cargas conectadas en estrella para el sistema de 54 nodos (continuación...)

Nodo	PaY [kW]	QaY [kVAr]	PbY [MW]	QbY [kVAr]	PcY [MW]	QcY [kVAr]
26	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0
28	480	360	480	360	480	360
29	720	540	0	0	720	540
30	0	0	2400	1800	1800	1200
31	720	540	720	540	720	540
32	0	0	0	0	0	0
33	2160	1620	2160	1620	2160	1620
34	1080	810	1080	810	1080	810
35	0	0	0	0	0	0
36	240	180	240	180	240	180
37	1200	900	1200	900	1200	900
38	0	0	0	0	0	0
39	960	720	960	720	960	720
40	1200	900	0	0	0	0
41	360	270	0	0	360	270
42	0	0	0	0	0	0
43	0	0	0	0	0	0
44	600	450	600	450	600	450
45	600	450	0	0	600	450
46	0	0	0	0	0	0
47	0	0	600	450	600	450
48	600	450	600	450	600	450
49	0	0	0	0	0	0
50	0	0	0	0	0	0

continúa ...

Tabla A.4: Cargas conectadas en estrella para el sistema de 54 nodos (continuación...)

Nodo	PaY [kW]	QaY [kVAr]	PbY [MW]	QbY [kVAr]	PcY [MW]	QcY [kVAr]
51	0	0	0	0	0	0
52	0	0	0	0	0	0
53	0	0	0	0	0	0
54	0	0	0	0	0	0

Este sistema no posee cargas modeladas en delta. En la Tabla A.3, se presenta la información de los tramos de red.

Tabla A.5: Información de conductores para el sistema de 34 nodos

Rama	Envio	Recibo	Longitud(m)	Existente
1	51	1	281	3
2	51	3	218	2
3	3	4	312	2
4	4	7	250	1
5	4	5	312	1
6	7	8	312	1
7	5	6	250	1
8	1	9	343	1
9	1	2	312	1
10	9	10	718	1
11	52	14	375	1
12	14	15	375	1
13	15	16	281	1
14	52	11	281	1
15	11	12	312	1

continúa ...

Tabla A.5: Información de conductores para el sistema de 54 nodos (continuación...)

Rama	Envío	Recibo	Longitud(m)	Existente
16	12	13	437	1
17	19	20	312	0
18	18	19	250	0
19	17	18	406	0
20	9	17	430	0
21	18	21	312	0
22	54	21	250	0
23	54	22	375	0
24	9	22	468	0
25	22	23	343	0
26	23	24	281	0
27	24	25	218	0
28	25	8	281	0
29	8	27	375	0
30	27	26	343	0
31	27	28	312	0
32	6	28	500	0
33	35	36	218	0
34	53	36	250	0
35	53	28	312	0
36	53	41	312	0
37	41	40	250	0
38	40	16	250	0
39	54	30	281	0
40	30	29	312	0

continúa ...

Tabla A.5: Información de conductores para el sistema de 54 nodos (continuación...)

Rama	Envio	Recibo	Longitud(m)	Existente
41	30	43	406	0
42	43	37	250	0
43	37	31	187	0
44	31	10	312	0
45	13	43	375	0
46	12	45	250	0
47	45	44	218	0
48	44	38	312	0
49	38	39	343	0
50	39	32	406	0
51	39	33	281	0
52	33	8	468	0
53	33	34	187	0
54	34	35	218	0
55	41	42	375	0
56	42	48	250	0
57	48	49	375	0
58	49	50	218	0
59	42	47	312	0
60	47	46	312	0
61	46	14	343	0
62	46	50	375	0
63	52	50	800	0