

Estrategia de protección adaptativa basada en dispositivos de sobrecorriente para redes de distribución activas y microrredes CA

Autor:

Adrián Osvaldo BARRANCO CARLOS

Tutor:

Dr. César OROZCO

Tesis presentada en cumplimiento
de los requisitos para el título de
Magíster en Ingeniería Eléctrica

Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Maestría en Ingeniería Eléctrica
División de Ingenierías



Universidad del Norte
Barranquilla, Colombia

Noviembre 2022

Estrategia de protección adaptativa basada en dispositivos de sobrecorriente para redes de distribución activas y microrredes CA, © Noviembre 2022

Autor:

Adrián Osvaldo BARRANCO CARLOS

Supervisores:

Dr. César OROZCO

Institución:

Universidad del Norte, Barranquilla, Colombia

CONTENIDOS

Lista de figuras	vi
Lista de Tablas	viii
Resumen	ix
Declaración de autoría	xi
Agradecimientos	xiii
Publicaciones	xv
1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 Contextualización	1
1.2 Planteamiento del problema	2
1.3 Objetivo general	3
1.4 Objetivos específicos	3
1.5 Alcances	4
1.6 Limitaciones	4
1.7 Contribuciones	4
1.8 Estructura del documento	5
2 REVISIÓN DE LITERATURA	7
2.1 Estrategias de protección basadas en optimización matemática para el ajuste óptimo de dispositivos de protección de sobrecorriente	7
2.2 Estrategias basadas en cambios de grupos de ajustes	9
2.3 Estrategias con implementación de sistemas de comunicación	9
2.4 Estrategias de protección que no utilizan sistemas de comunicación	10
3 MARCO TEÓRICO	13
3.1 Sistema eléctrico de potencia	13
3.1.1 Confiabilidad	13
3.1.2 Detección de Nivel	13
3.1.3 Detección por Comparación de Ángulo de Fase	13
3.1.4 Detección por Comparación de Magnitud	13
3.1.5 Fiabilidad	13
3.1.6 Generación Distribuida	14
3.1.7 Microrred	14
3.1.8 Recursos Energéticos Distribuidos	14

3.1.9	Red de Distribución Activa	14
3.1.10	SCADA	14
3.1.11	Seguridad	14
3.2	Corriente de corto-circuito	14
3.2.1	Fallas de alta impedancia	15
3.2.2	Fallas de baja impedancia	16
3.3	Protecciones de sobre-corriente	17
3.3.1	Fusible	17
3.3.2	Relés de sobrecorriente	17
3.3.3	Relé de ajuste adaptativo	18
3.3.4	Recloser	19
3.4	Problemas asociados a los esquemas de protección utilizados en MR y ADNs	19
3.4.1	Aislamiento involuntario	20
3.4.2	Fallo de protección	22
3.4.3	Cegamiento de protecciones	22
3.4.4	Falso disparo	23
3.4.5	Re-cierre automático y sincronismo	24
3.4.6	Flujos de potencia bidireccionales	24
3.5	Variabilidad del nivel de corriente de corto circuito	25
3.5.1	Variación en la penetración de la GD	25
3.5.2	Limitación de corriente de falla durante modo aislado	26
3.5.3	Cambios en la configuración del sistema	27
3.5.4	Cambios topológicos	27
3.5.5	Conexión/desconexión de DERs	27
3.5.6	Conexión/desconexión de MRs	28
3.6	Programación no lineal entera mixta	29
4	FORMULACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE PROTECCIÓN ADAPTATIVA	31
4.1	Formulación de coordinación de dispositivos de sobrecorriente como un problema de optimización	31
4.1.1	Función objetivo	31
4.1.2	Límites y restricciones del problema de coordinación	32
4.2	Técnicas de agrupamiento para la solución del problema de coordinación . .	35
4.2.1	Técnicas de <i>clustering</i>	35
4.2.2	Base de datos para agrupamiento	37
4.3	Algoritmo genético para la solución del problema de optimización	38
5	METODOLOGÍA	41
5.1	Determinación de parámetros de ajuste de los dispositivos de protección . .	41
5.1.1	Paso 1: Modelado y simulación de la ADN	41
5.1.2	Paso 2: Proceso de agrupamiento	43
5.1.3	Paso 3: Definición y solución del modelo matemático de optimización	43
5.1.4	Paso 4: Almacenamiento de información de parámetros de ajuste . . .	43

5.2	Actualización de grupo de ajuste en tiempo real	44
5.2.1	Sistema de comunicación centralizada	45
5.2.2	Sistema de comunicación descentralizada	45
5.2.3	Sin comunicación	45
6	CASO DE ESTUDIO Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	47
6.1	Caso de estudio	47
6.1.1	Escenarios de operación	47
6.1.2	Especificaciones de hardware y software	49
6.2	Caso de referencia: Ajuste y coordinación de dispositivos de sobrecorriente mediante técnicas basadas en optimización	50
6.3	Ajuste y coordinación de los dispositivos de protección de sobrecorriente usando la estrategia de protección propuesta	51
6.3.1	Paso 1: Modelado y simulación de la ADN	51
6.3.2	Paso 2: Clustering	51
6.3.3	Paso 3: Solución al problema de optimización	52
6.3.4	Paso 4: Almacenamiento de datos de ajuste	56
7	CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO	61
7.1	Conclusiones	61
7.2	Trabajo futuro	62
	APÉNDICES	63
A	COORDINOGRAMAS	63
A.1	Coordinogramas escenario de operación 1	63
	BIBLIOGRAFÍA	63

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1	Relé SIPROTEC 5 7SJ82/7SJ85 SIEMENS.	19
Figura 3.2	(a) Estado de falla sin presencia de GD (b) Estado de falla con aislamiento involuntario y presencia de GD alimentando la falla	21
Figura 3.3	Falla de dispositivo de protección por alto nivel de corriente	22
Figura 3.4	Esquema de falso disparo debido a flujo bidireccional	23
Figura 3.5	Esquema de red en falla con flujos bidireccionales	25
Figura 3.6	Limitación de corriente de un inversor ante falla monofásica [67] . .	26
Figura 3.7	Reconfiguración mediante cambio de topología	28
Figura 3.8	Reconfiguración por conexión/desconexión de DERs debido a condiciones de operación	28
Figura 3.9	Reconfiguración por desconexión de MR ante falla en el lado de la red de distribución	29
Figura 4.1	Interpolación lineal.	33
Figura 4.2	Curva de operación de fusible tipo 6K interpolada.	33
Figura 4.3	Esquema de Agrupamiento Jerárquico Aglomerativo	37
Figura 4.4	Diagrama de flujo para el cálculo del tiempo de operación de los fusibles.	40
Figura 4.5	Composición de los individuos del algoritmo genético	40
Figura 5.1	Diagrama de flujo para la determinación de los parámetros de ajuste de los dispositivos de protección	42
Figura 5.2	Diagrama de flujo de actualización de ajustes de los relés	44
Figura 6.1	Alimentador de prueba IEEE-34 nodos modificado	48
Figura 6.2	Coordinograma Relé 8 y 10 sin técnica de agrupamiento, escenario 1.	51
Figura 6.3	Coordinograma Relé 8 y 10: Escenario operativo 1	53
Figura 6.4	Coordinograma entre Relé 2 y 4: Escenario operativo 1	54
Figura 6.5	Coordinograma Relé 6 y 8: Escenario operativo 1	54
Figura 6.6	Coordinograma Relé 4 , 6 y 19: Escenario operativo 1	55
Figura 6.7	Coordinograma Relé 15, 13 y 20: Escenario operativo 1	55
Figura 6.8	Coordinograma Fusible 6 con Relés 15 y 18: Escenario operativo 1 .	56
Figura 6.9	Coordinograma Relé 16 y 18: Escenario operativo 19	56
Figura 6.10	Coordinograma Relé 17 y 15: Escenario operativo 19	57
Figura 6.11	Coordinograma Fusible 6 con Relés 15 y 18: Escenario operativo 19 .	57
Figura A.1	Coordinograma Relé 3 y 1: Escenario operativo 1	63
Figura A.2	Coordinograma Relé 5 y 3: Escenario operativo 1	64
Figura A.3	Coordinograma Relé 5 y 19: Escenario operativo 1	64
Figura A.4	Coordinograma Relé 7 y 5: Escenario operativo 1	65
Figura A.5	Coordinograma Relé 9 y 7: Escenario operativo 1	65

Figura A.6	Coordinograma Relé 10, 12 y 22: Escenario operativo 1	66
Figura A.7	Coordinograma Relé 11, 9 y 22: Escenario operativo 1	66
Figura A.8	Coordinograma Relé 12 y 14: Escenario operativo 1	67
Figura A.9	Coordinograma Relé 13 y 11: Escenario operativo 1	67
Figura A.10	Coordinograma Relé 14 y 16: Escenario operativo 1	68
Figura A.11	Coordinograma Relé 14 y 20: Escenario operativo 1	68
Figura A.12	Coordinograma Relé 16 y 18: Escenario operativo 1	69
Figura A.13	Coordinograma Relé 17 y 15: Escenario operativo 1	69
Figura A.14	Coordinograma Relé 21, 13 y 16: Escenario operativo 1	70
Figura A.15	Coordinograma Fusible 1 con Relés 1 y 4: Escenario operativo 1 . . .	70
Figura A.16	Coordinograma Fusible 2 con Relés 5 y 8: Escenario operativo 1 . . .	71
Figura A.17	Coordinograma Fusible 3 con Relés 7 y 10: Escenario operativo 1 . .	71
Figura A.18	Coordinograma Fusible 4 con Relés 9, 12 y 22: Escenario operativo 1	72
Figura A.19	Coordinograma Fusible 5 con Relés 11 y 14: Escenario operativo 1 .	72

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1	Aspectos relevantes de la revisión de literatura	11
Tabla 4.1	Curvas de operación estándar IEC 60255	32
Tabla 4.2	Bases de datos para <i>Clustering</i>	38
Tabla 6.1	Requisitos de diseño del sistema de protección	48
Tabla 6.2	Parámetros de ajuste del algoritmo genético	48
Tabla 6.3	Escenarios contemplando cambios topológicos y salida de generadores	49
Tabla 6.4	Resultados de tiempo de operación y violaciones sin agrupamiento .	50
Tabla 6.5	Métrica <i>silhouette value</i> para los distintos valores de k	52
Tabla 6.6	Agrupamiento de escenarios de operación.	52
Tabla 6.7	Sumatoria de tiempos de operación de los dispositivos de sobrecorriente de cada grupo.	53
Tabla 6.8	Parámetros de ajuste de los dispositivos de sobrecorriente.	58
Tabla 6.9	Tipos de fusibles para el esquema de protección	58

RESUMEN

Actualmente en Colombia se han establecido políticas claras para la integración de fuentes no convencionales de energías renovables en toda la cadena de producción de energía eléctrica. Esto incluye a la integración de generación distribuida y sistemas de almacenamiento de energía en los sistemas de distribución, lo cual trae significativos retos en su operación y exige la integración de infraestructura de automatización y control para lograr que estas redes operen de manera confiable y eficiente. Esto llevará a una modernización de los sistemas de distribución, transformándolos en redes de distribución activas. Uno de los principales retos es en el diseño de los sistemas de protección para este tipo de redes, dado que la integración de estas fuentes dispersas y las funcionalidades de control cambian las características de las redes de distribución convencionales. Esto ocasiona la presencia de flujos bidireccionales, niveles de cortocircuito variables, cambios en la topología por reconfiguración, la conexión y desconexión de generación distribuida y de microrredes. Todos estos cambios afectan la operación de los sistemas de protección convencionales basados en dispositivos de sobrecorriente y por lo tanto, se requiere la formulación de nuevas estrategias de protección que considere las condiciones operativas de las redes de distribución activas. Esta tesis de maestría formula una estrategia de protección adaptativa basada en dispositivos de protección de sobrecorriente con varios grupos de ajuste. La estrategia usa técnicas de clustering para agrupar las condiciones operativas que presenten semejanzas entre sí y determina el ajuste de los dispositivos de protección para cada conjunto de condiciones operativas. Para el ajuste de los dispositivos de protección de sobrecorriente, la estrategia formula el problema de coordinación de protecciones como un problema de optimización no lineal entero-mixto y determina su solución mediante el uso de una técnica de algoritmos genéticos. La estrategia fue validada en el sistema IEEE34 nodos modificado, bajo diferentes condiciones de operación que incluyen cambios de topología, entrada y salida de generadores distribuidos y entrada y salida de una microrred. Los resultados obtenidos muestran que la estrategia de protección propuesta determina el ajuste de los dispositivos de protección que minimiza sus tiempos de operación y no viola ninguna de las restricciones, lo cual garantiza la coordinación entre los dispositivos.

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Adrián Osvaldo Barranco Carlos, nacido el 12 de Febrero de 1998 en Barranquilla, Atlántico, declaro que esta tesis titulada *Estrategia de protección adaptativa basada en dispositivos de sobrecorriente para redes de distribución activas y microrredes CA* y el trabajo presentado en ella, es de mi autoría. Confirmando que este trabajo se realizó principalmente en pro de un título de investigación en la Universidad del Norte.

Salvo en los casos en que se cita o referencia en el texto de la tesis, ésta no contiene material publicado en otro lugar ni extraído total o parcialmente de una tesis aceptada para la obtención de cualquier otro título o diploma. No se ha utilizado ningún trabajo ajeno sin el debido reconocimiento en el texto principal de la tesis. Esta tesis no ha sido presentada para la obtención de ningún título o diploma en ninguna otra institución terciaria.



Adrián Osvaldo Barranco Carlos

Noviembre 15, 2022

AGRADECIMIENTOS

Durante estos años, tuve el honor de conocer y trabajar al lado de muchas personas, que sin su ayuda y todo el apoyo que me brindaron, nada de esto habría sido posible. Algunas de ellas se convirtieron en amigos, todo esto gracias a mi estadía en la Universidad del Norte. A todos ellos les digo: ¡*Gracias por todo!* Sin embargo, hay algunas personas que merecen una mención especial.

En primer lugar me gustaría agradecer a mis padres y a mis abuelos, por creer en mí, por ser mi apoyo incondicional y por mostrarme siempre el camino a seguir. A mi novia Diana Bayona, por su amor incondicional, por su confianza, su motivación y por acompañarme siempre en cada momento a lo largo de todo este proceso.

Agradezco a mi supervisor, **Dr. César Orozco** por haber puesto todo su conocimiento a mi disposición. Por ser esa guía durante todo el tiempo necesario para la realización de este proyecto. Gracias por la confianza que deposito en mí, la cual me me ayudo día a día a entregarlo todo por este trabajo.

De la misma manera, quiero agradecer mucho a la Universidad del Norte, y al Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación - COLCIENCIAS (Ahora Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación - Minciencias) por brindar los recursos económicos para el desarrollo de esta investigación, por medio de la "Convocatoria 852 - Conectando conocimiento de 2019" - Proyecto Integra2023, código 111085271060, contrato 80740-774-2020. Gracias a ello se hizo realidad este trabajo de maestría.

También quiero dar las gracias a todos los miembros de GISEL, y sobre todo a mi grupo de estudio, Álvaro y Hernán, por todo lo que pude aprender de cada uno. Un agradecimiento especial al Dr. Juan Diego Pulgarín, por su recomendación para ingresar a este proyecto, y además por siempre haber confiado en mí desde que realicé mis estudios de pregrado. A Juan Jarma por ser un amigo con el que siempre pude contar en las buenas y en las malas, en los momentos que lo necesité siempre estuvo ahí para apoyarme. En general gracias a todos mis profesores, compañeros, amigos por sus enseñanzas y consejos durante todo este camino.

Gracias, porque sin ustedes nada de esto habría sido posible.

PUBLICACIONES

Esta tesis incluye trabajos del autor que han sido publicados o aceptados para su publicación. Estas publicaciones son obra propia del autor de esta tesis, y el autor cuenta con el permiso de los editores para reproducir el contenido de estas publicaciones con fines académicos:

- A. Barranco-Carlos, C. Orozco-Henao, J. Marín-Quintero, A. Herrera-Orozco and J. Mora-Florez, '**Clustering Techniques Performance for the Coordination of Adaptive Overcurrent Protections**', in *IEEE Andescon* (to be published), IEEE, 2022, pp. 1–6, ISBN: 978-1-6654-8854-9.
- J. Marín-Quintero, C. Orozco-Henao, A. S. Bretas, J. C. Velez, A. Herrada, A. Barranco-Carlos and W. S. Percybrooks, '**Adaptive fault detection based on neural networks and multiple sampling points for distribution networks and microgrids**', *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, pp. 1–10, 2022. doi: 10.35833/M-PCE.2021.000444
- Adrián Barranco-Carlos, Cesar Orozco-Henao, Juan Marín-Quintero, Juan Mora-Flórez and Andres Herrera-Orozco, '**Adaptive Protection for Active Distribution Networks: An Approach Based on Fuses and Relays with Multiple Setting Groups**', (Submitted).

DEDICATORIA

Gracias Dios por regalarme vida, salud y fortaleza para soportar momentos difíciles durante la realización de este proyecto. Gracias a mis padres, abuelos, mi novia Diana Bayona, mi compañera incondicional Philippa y a mis amigos, por ser el motor que me impulsa a luchar día a día.

NOMENCLATURA

Acrónimos

ADN *Active Distribution Network*

AGAL Algoritmo Genético Aumentado Lagrangiano

AT Alta Tensión

CA Corriente Alterna

CC Corriente Continua

DER *Distributed Energy Resources*

EI Extremadamente Inversa

GD Generación Distribuida

IE Estándar Inversa

IIDER *Interface Inverter DER*

INIDER *Interface No Inverter DER*

MI Muy Inversa

MR Microrred

MT Media Tensión

PCC Punto de Conexión Común

PEN Plan Energético Nacional

SEP Sistema Eléctrico de Potencia

SOM *Self-Organizing Map*

TC Transductor de Corriente

TMS *Time Multiplier Setting*

TP Transductor de Potencial

UPME Unidad de Planeación Minero Energética

Subíndices y Superíndices

F	Fusible
m	Número de fusible
max	Máximo
min	Mínimo
n	Número de relé
p	Primario
R	Relé
s	Secundario

Parámetros

α, β	Constantes de curva de operación del relé
$\Delta C(\%)$	Tasa media de crecimiento anual de carga
CTI	Intervalo de tiempo de coordinación del ingles <i>Coordination Time Interval</i>
I_f	Corriente de falla
k	Número de grupos del clustering
K_F	Factor de crecimiento de carga
M	Número de parejas relé-relé primario y respaldo
N	Número de parejas relé-fusible respaldo y primario
na	Tiempo de vida del proyecto en años

Variables

CO	Curva de operación de los relés
FO	Función objetivo
I_{PU}	Corriente de arranque
t	Tiempo de operación
TF	Tipo de fusible
TMS	DIAL o Ajuste de tiempo

INTRODUCCIÓN

1.1 CONTEXTUALIZACIÓN

En la actualidad, el modelo global de generación de electricidad se soporta, principalmente, en el uso de combustibles fósiles limitados. Por esta razón, la industria energética moderna adelanta distintos proyectos orientados a disminuir la fuerte dependencia de este tipo de recursos finitos. En consecuencia, una gran parte de las apuestas apuntan al desarrollo e integración de fuentes de Generación Distribuida (GD). Sin embargo, el aumento de este tipo de generación, aparte de otorgar beneficios económicos para sus propietarios, produce serios desafíos para la operación y planificación de las redes de distribución, entre ellos, la variación de los niveles de cortocircuito que cambian significativamente con la incorporación de la Generación Distribuida (GD) [1].

En Colombia, organismos nacionales como la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) han establecido políticas claras para la integración de la GD y autogeneración a las redes de distribución, mediante resoluciones como la CREG 030 de 2018 y la CREG 174 de 2021 [2, 3]. En éstas, se establecen los requisitos e incentivos de su integración. Por otro lado, el Congreso de la República ha emitido leyes como la 1715 de 2014 y la 2099 de 2021 que fijan las disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético y el desarrollo sostenible del país [4, 5]. Estos mismos aspectos han sido considerados por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), la cual busca una transición energética del país que garantice su desarrollo sostenible y el abastecimiento de su demanda con un menor consumo de combustibles fósiles, mediante el desarrollo y utilización de fuentes no convencionales de energía [6]. El Plan Energético Nacional (PEN) 2022-2050 resalta la importancia de la integración de Recursos Energéticos Distribuidos (DER de sus siglas en inglés: *Distributed Energy Resources*) a las redes de distribución para lograr este objetivo [7].

Lo expuesto anteriormente, muestra que hay incentivos sólidos para una integración significativa de DER a los sistemas de distribución del país. No obstante, una alta penetración de recursos de generación dispersa en las redes de distribución, producen problemas operativos que exigen la implementación de infraestructura de control y automatización que permita una integración de los DER y garanticen que el sistema opere de manera estable, confiable y eficiente [8]. Así es como, dentro de esta nueva dinámica, los sistemas de distribución en Colombia se modernizarán, transformándose en redes de distribución con altos niveles de penetración de DER e infraestructura de control y automatización, los

cuales han sido denominados en la literatura técnica como Redes de Distribución Activas (ADN de sus siglas en inglés: Active Distribution Networks) [9].

La transformación de las redes de distribución a ADN produce cambios en sus características, especialmente en la dirección de su flujo de potencia y los niveles de cortocircuito. Esto es producido por sus diversas condiciones operativas que implican cambios en la topología de la red ocasionadas por los esquemas de control y automatización y la presencia de flujos bidireccionales por la integración de DER. Esto afecta los esquemas de protección de sobrecorriente que convencionalmente se han utilizado para la protección de redes de distribución [10].

En esta investigación, se estudian las principales características de las ADN, sus condiciones operativas y cómo afectan a los sistemas de protección. Esto, para formular una estrategia de protección basada en dispositivos de sobrecorriente que sea confiable y minimice los tiempos de operación de sus dispositivos de protección.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Debido a la incorporación de DER y la modernización de las redes de distribución actuales, se han introducido nuevos desafíos asociados a su operación y protección. Esto se debe a que una alta penetración de DER, transforma una red de distribución tradicional con flujos de potencia unidireccionales a una red de distribución activa con flujos de potencia bidireccionales [6]. Además, la integración de infraestructura de control y automatización ocasiona que estos sistemas posean una topología dinámica que cambia en el tiempo por la apertura y cierre de equipos de maniobra o la conexión/desconexión de DER por la intermitencia de su recurso primario [10]. En consecuencia, estas condiciones operativas afectan el desempeño de los sistemas de protección convencionales basados en sobrecorriente, dado que se presentan problemas relacionados al cegamiento de los dispositivos de protección, el aislamiento involuntario, falsos disparos y problemas de re-cierre automático y sincronismo (véase Capítulo 3).

Algunas soluciones parciales a estos retos han sido propuestas en la literatura especializada como se evidencia en el Capítulo 2 de este documento. En la sección 2.1 se presentan estrategias direccionadas a la determinación de los ajustes óptimos de los dispositivos de protección bajo distintos escenarios de operación. El objetivo de estas estrategias es minimizar el tiempo de operación del sistema de protección. Sin embargo, condiciones de operación como cambios topológicos y la presencia de DER de diferentes tecnologías no fueron considerados. Por otra parte, en la sección 2.2 se analizan estrategias de protección adaptativas que consideran relés con grupos de ajuste. Estas estrategias consideran cambios en la topología, pero no considera la presencia de una Microrred (MR) y diferentes tecnologías de DER. Además, estas estrategias de protección usan sistemas de comunicación robustos para cambiar los ajustes de los dispositivos de protección e identificar el estado operativo de la red. La sección 2.3 extiende el análisis de estrategias de protección asistidas por sistemas de comunicación robustos. A pesar de que estas estrategias se muestran robustas, su operación confiable depende de la disponibilidad del sistema de

comunicación. En la sección 2.4 se estudian estrategias de protección adaptativas que no utilizan de sistemas de comunicación. Estas estrategias usan información local como las medidas de tensión y corriente registradas por el dispositivo de protección. No obstante, dichos esquemas son formulados para redes que no consideran distintos escenarios de operación que se presentan en las ADN, tales como la integración de microrredes, diferentes tecnologías de DER, entre otras.

La incorporación de nuevas tecnologías y las adecuaciones que requiere el sistema para soportar estos nuevos flujos de energía, muestran que existen retos por enfrentar en la protección. En especial, cuando se usan dispositivos de protección de redes de distribución como los basados en sobrecorriente. Estos nuevos desafíos en los sistemas de protección están principalmente asociados a:

- Condiciones de operación de los ADN en la formulación de estrategias de protección, tales como cambios de topología, conexión/desconexión de DER y presencia de microrredes.
- Dispositivos de protección usados en la protección de redes de distribución convencionales, como son los dispositivos basados en sobrecorriente: relés de sobrecorriente y fusibles.
- Reducir la dependencia de la disponibilidad del sistema de comunicación para la operación confiable de las estrategias de protección.

Identificados estos retos, esta investigación busca enfrentarlos mediante la siguiente pregunta de investigación:

¿El uso de técnicas de clustering y técnicas de optimización permiten formular estrategias de protección que presenten un mejor desempeño que una estrategia de sobrecorriente tradicional bajo las condiciones operativas de las ADN ?

Esta tesis de maestría da respuesta a esta pregunta de investigación, mediante la formulación de una estrategia de protección adaptativa basada en dispositivos de sobrecorriente multi-ajuste para garantizar su operación confiable bajo las condiciones operativas de las ADN. Para dar cumplimiento a este propósito se definen los siguientes objetivos (1.3), alcances (1.5) y limitaciones (1.6) para esta tesis.

1.3 OBJETIVO GENERAL

- Desarrollar una estrategia de protección adaptativa basada en dispositivos de sobrecorriente para redes de distribución activas y microrredes de Corriente Alterna (CA).

1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Caracterizar los factores más relevantes en la protección de redes de distribución activas y microrredes usando dispositivos de sobrecorriente.

INTRODUCCIÓN

- Formular una estrategia de protección adaptativa basado en sobrecorriente para sistemas de distribución activas y microrredes CA.
- Validar la estrategia de protección adaptativa propuesta en un sistema de distribución activo con una microrred integrada.

1.5 ALCANCES

- Se diseñará una estrategia de protección adaptativa basada en dispositivos de sobrecorriente, ante los diferentes cambios de topología y generación presentes en un sistema de prueba.
- La estrategia desarrollada estimará los valores de ajuste de las protecciones que mejor se adapte a las diferentes topologías.
- Se validará la estrategia en una red de prueba dentro de un entorno de simulación.

1.6 LIMITACIONES

- No se tendrán en cuenta dispositivos de protección aparte de los dispositivos de sobrecorriente.
- Las estrategias de protección desarrolladas no serán aplicadas a los sistemas eléctricos de Corriente Continua (CC).
- La estrategia desarrollada no considerará la ocurrencia de fallas de alta impedancia.

1.7 CONTRIBUCIONES

Las principales contribuciones de esta investigación al estado del arte son listadas a continuación:

- Consideración de las principales condiciones de operación de los ADN en la formulación de una estrategia de protección, tales como cambios de topología, conexión y desconexión de DER, diferentes tipos de tecnologías de generación y presencia de microrredes.
- Consideración de dispositivos de protección típicamente usados en la protección de redes de distribución convencionales, tales como relés de sobrecorriente y fusibles en la formulación de una estrategia de protección adaptativa para ADN.
- Reducción de la dependencia de la disponibilidad del sistema de comunicación, mediante la consideración de diferentes arquitecturas de comunicación en la formulación de la estrategia de protección: centralizada, descentralizada, sin comunicación.

- Consideración de los límites térmicos de los transformadores, curvas de operación de los fusibles, y los parámetros de los dispositivos de protección de sobrecorriente en el modelizado del problema de protección como un problema de optimización no lineal entero-mixto para garantizar la minimización de los tiempos de operación de la estrategia de protección.
- Análisis para determinar las mejores técnicas de agrupamiento, métricas de distancia y evaluación de la métrica "Silouhette Value" para la obtención del número de grupos en el problema de protección en ADN.

1.8 ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

Esta disertación está organizada en nueve capítulos. El presente capítulo discute las principales razones para desarrollar esta investigación. También, define el problema a abordar, los objetivos de la investigación, su contribución y la organización de este documento. El Capítulo 2 presenta una revisión crítica de la literatura técnica relacionado con las estrategias de protección adaptativas de redes de distribución de energía eléctrica. En el Capítulo 3 es presentado el marco teórico de esta investigación. El Capítulo 4 presenta la formulación de protección propuesta y el Capítulo 5, la metodología de protección. Seguidamente, se presentan los resultados y discusiones en el Capítulo 6. Finalmente, se presentan las conclusiones y trabajos futuros en la Capítulo 7.

REVISIÓN DE LITERATURA

En esta sección se presenta una revisión crítica de la literatura en el marco de las estrategias de protección adaptativas. Inicialmente, se presentan las estrategias basadas en optimización matemática y ajustes óptimos de los dispositivos de protección (sección 2.1). De igual forma, se analizan otras estrategias basadas en dispositivos de protección con varios grupos de ajuste (sección 2.2). Posteriormente, se estudian estrategias que consideran el uso de sistemas de comunicación (sección 2.3) y algunas que no tienen en cuenta este aspecto (sección 2.4).

2.1 ESTRATEGIAS DE PROTECCIÓN BASADAS EN OPTIMIZACIÓN MATEMÁTICA PARA EL AJUSTE ÓPTIMO DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

En general, las estrategias de protección buscan reducir los tiempos de operación de los dispositivos de protección, para aislar oportunamente las fallas que se puedan presentar en un sistema. Debido a esto, se han realizado esfuerzos por reducir estos tiempos, mediante el modelizado del problema de coordinación como un problema de optimización. En [11] por ejemplo, se propone un esquema de coordinación de protecciones en las redes de distribución modernas, basado en técnicas de optimización con relés de ajuste adaptativos. Su propuesta se basa en obtener los ajustes óptimos de los relés de sobrecorriente, mediante una aproximación híbrida entre programación lineal y enjambre de partículas; o por medio de herramientas de optimización como KNITRO [12]. Posterior a ello, los parámetros de ajuste de los relés se cambian de manera online por medio del cambio del grupo de ajuste del relé. Ese cambio se realiza cuando la condición de operación del sistema de distribución cambia y el ajuste actual no garantiza la operación confiable del dispositivo de protección. Sin embargo, esta estrategia solo fue puesta a prueba en un sistema radial sin considerar cambios topológicos, ni la operación de la red en forma aislada. Además, no considera la coordinación con otros dispositivos de protección de sobrecorriente como fusibles.

En [13], se propone la coordinación de relés de sobrecorriente direccionales mediante técnicas de optimización por colonia. La estrategia propuesta se basa en un esquema centralizado, el cual obtiene información del sistema, ejecuta un flujo de carga para determinar las variables de estado del sistema y utilizar esta información en la coordinación de los dispositivos de protección con la técnica de optimización por colonia. Finalmente, los ajustes son enviados a cada relé para su funcionamiento. Esta técnica muestra ser rápida com-

parado con otros métodos de optimización. No obstante, solo fue validada en un sistema radial, con entrada y salida de la Generación Distribuida (GD).

Por otra parte, en [14] se propone una metodología de protección de sobrecorriente adaptativa, para minimizar el impacto de la GD en las redes de distribución, mediante técnicas de inteligencia artificial. La estrategia usa un sistema de comunicación y relés multi-ajustes. Además, tiene en cuenta cambios topológicos y el cambio en la corriente de cortocircuito, producto del efecto de la GD. También, realiza el cálculo de los ajustes óptimos de manera offline, y una vez el centro de control detecta un cambio de operación en el sistema, se realiza el reajuste de las protecciones mediante lógica difusa para escoger el grupo de ajuste que mejor se adapte. A pesar de que la estrategia tiene en cuenta cambios topológicos y diferentes niveles de penetración de la GD, cuando la cantidad de escenarios a considerar es mayor al número de ajustes permitidos por los relés, ésta deja de ser efectiva.

En [15], se propone una estrategia de protección para redes de distribución activas que usa técnicas de agrupamiento y de programación lineal. La técnica de agrupamiento determina qué condiciones operativas se parecen entre sí. La técnica de programación lineal determina el ajuste de los dispositivos de protección para esas condiciones operativas agrupadas, mediante el modelado del problema de coordinación como un problema de optimización. A pesar de que la estrategia considera cambios topológicos, no considera la conexión/desconexión de DERs y los modos de operación de las MRs.

En [16] se plantea una estrategia de coordinación de protecciones basada en mapas de auto-organizamiento o *Self-Organizing Map* (SOM), para relés de sobrecorriente numéricos equipados con varios grupos de ajuste. Para la implementación de la estrategia de *clustering*, se tienen en cuenta las similitudes encontradas entre las pérdidas de coordinación entre las parejas de relés. Además, considera una arquitectura de comunicación descentralizado en su implementación. No obstante, no contempla cambios topológicos, los modos de operación de las microrredes, ni la presencia de otros dispositivos de sobrecorriente como fusibles.

En [17], se propone una estrategia de coordinación basada en relés de sobrecorriente con varios grupos de ajuste y plantea el problema de coordinación como un problema de programación lineal. Adicionalmente, la estrategia selecciona el grupo que mejor se ajusta a cada escenario de operación, mediante una técnica de optimización de enjambre de partículas. No obstante, ésta no contempla cambios topológicos, los modos de operación de las microrredes, ni la presencia de otros dispositivos de sobrecorriente como fusibles.

En [18] se propone una estrategia de protección adaptativa basada en relés de sobrecorriente de múltiples grupos de ajuste y técnicas de agrupamiento. La estrategia tiene en cuenta los cambios topológicos. Los autores establecen que es necesario el uso de técnicas de *clustering*, para poder agrupar los distintos escenarios presentes en las redes en un número igual o menor a los grupos de ajustes permitidos en los relés. Posterior al agrupamiento, utilizan técnicas de optimización para encontrar los ajustes adecuados para los relés en los distintos grupos de escenarios. Sin embargo, no considera distintas tecnologías de la GD, ni otros dispositivos de sobrecorriente.

De manera similar, en [19] se presenta una estrategia de protección adaptativa basada en relés de sobrecorriente direccionales con doble ajuste. El método propuesto presenta buenos resultados y fue validada en una red de distribución con cambios topológicos, salida y entrada de generación y operación de modo aislado. No obstante, no es considerado las tecnologías de la GDs y las restricciones que dispositivos como los fusibles, transformadores y líneas imponen al problema de optimización de coordinación.

2.2 ESTRATEGIAS BASADAS EN CAMBIOS DE GRUPOS DE AJUSTES

Algunas de las investigaciones mencionadas en la sección 2.1, se basan en los cambios de los grupos de ajustes de los dispositivos de protección y la optimización matemática para encontrar los ajustes óptimo. A diferencia de ello, en esta sección se presentaran algunas propuestas que no consideran el aspecto de uso de técnicas de optimización. Ahora bien, en [20] se propone un esquema de protección centralizado por medio de sistemas de comunicación en conjunto con protección adaptativa con medidas locales. En dicho enfoque, el sistema de protección actualiza la configuración de los dispositivos de protección según la condición de operación de la GD. Para esta tarea, cada dispositivo usa la información adquirida localmente. Por otro lado, cuando el sistema de protección es centralizado se actualiza la configuración del relé durante cambios importantes en la topología de la red, como cambios en modo de operación aislados o conectados a red. Por otra parte, el algoritmo propuesto mostró su efectividad en retos como lo son el cegamiento de la protección y los falsos disparos. Sin embargo, los modos de operación de la estrategia están limitado a los grupos de ajustes permitidos por los relés, dado que estos son estimados de manera offline y se almacenan en los dispositivos de protección. Además, no se considera fusibles o reclosers dentro de la estrategia.

Así mismo en [21], se propone un método basado en lógica programable para la formulación de una estrategia de protección adaptativa. La estrategia hace uso de operaciones lógico-matemáticas programables. También, tiene en cuenta en su formulación relés de sobrecorriente y fusibles. No obstante, no considera cambios topológicos, ni la inclusión de GD con tecnología basada en inversores.

2.3 ESTRATEGIAS CON IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE COMUNICACIÓN

En esta sección se presentarán algunas investigaciones donde los sistemas de comunicación representan un aspecto muy importante para la formulación de las estrategias de protección. Inicialmente, en [22] se propone un esquema de protección adaptativa para sistemas de distribución con alta penetración de GD. La estrategia define un diseño de red de distribución dividida entre zonas, las cuales se encuentran separadas por breakers que pueden abrirse o cerrarse dependiendo de una señal de control por parte del relé principal localizado en la subestación de la red de distribución. Además, esta división en zonas es utilizada para que el relé principal detecte un estado de falla, el tipo de falla y la zona donde ocurre esta para poder aislarla de las demás zonas y garantizar suministro

de energía al resto de la red. Dicho esquema de protección considera la operación de los dispositivos de sobrecorriente y el problema de sincronismo por medio de breakers con opción de reconexión por sincronización. Sin embargo, establecen que la coordinación entre fusible-fusible y fusible-recloser no es posible garantizarla en presencia de GD, ya que son dispositivos que no pueden ser controlados. Además, no consideran la operación de la estrategia con la integración de microrredes.

Por otra parte, en [23] se desarrolla una estrategia de protección de sobrecorriente adaptativa que realiza automáticamente los ajustes de las protecciones teniendo en cuenta el impacto de la GD. El esquema propuesto calcula el ajuste adecuado de las protecciones de manera online para cada escenario. Para esto, hace uso de dispositivos comerciales y un sistema de comunicación basado en el protocolo IEC 61850. Los autores proponen un sistema de protección centralizado controlado por una unidad de procesamiento central, ya que los sistemas de distribución convencionales están controlados por sistemas SCADA. Además, la estrategia fue puesta a prueba bajo distintos escenarios, como cambios en el nivel de cortocircuito, operación en modo isla, cambios topológicos y conexión/desconexión de las unidades de GD. Su aporte principal es el algoritmo utilizado para realizar el ajuste de las protecciones, debido a que otras investigaciones utilizan ajustes de manera offline o utilizando ajustes por grupos que pueden ser más complejos. No obstante, se necesita de un sistema de comunicación robusto para garantizar el correcto funcionamiento del método.

En [24] se propone una estrategia de protección adaptativa que considera el comportamiento dinámico de la GD. Además, considera aspectos de la operación de las ADNs como su modo de operación en isla y la variación del nivel de penetración de la GD. El abordaje presenta tres posibles esquemas de protección: adaptativo, semi-adaptativo y convencional. Cabe resaltar, que la estrategia está basada en un sistema centralizado que controla el estado de la GD y administra el ajuste de los relés de la red de distribución. No obstante, se validó en un sistema radial que no considera cambios topológicos y no se abordan retos como el cegamiento de protecciones o el problema de coordinación entre recloser-fusible.

2.4 ESTRATEGIAS DE PROTECCIÓN QUE NO UTILIZAN SISTEMAS DE COMUNICACIÓN

Las estrategias de protección adaptativas robustas para ADN utilizan sistemas de comunicación para su operación. Este sistema de comunicación permite que el centro de control cambie los ajustes de los dispositivos de protección si ocurre un cambio en la configuración de la red. Sin embargo, esto produce una fuerte dependencia de la confiabilidad del sistema de protecciones a la disponibilidad del sistema de comunicación. Para reducir esta dependencia, se han propuesto estrategias de protección que utilizan medidas locales para la identificación del estado operativo del sistema y cambiar el ajuste del dispositivo de protección como se propone en [25]. En esta investigación, los autores proponen una estrategia de protección de sobrecorriente adaptativa simple basada en el modo de operación de la red: conectado a la red y modo aislado. Los dispositivos de protección identifican la condición de operación mediante información local. Este abordaje, además

de los modos de operación conectado a la red y el modo de operación aislado, considera contingencia N-1 de la generación distribuida. Sin embargo, solamente toman en cuenta la coordinación de relés de sobrecorriente y no consideran otras tecnologías como fusibles o recloser. Igualmente, no es tenido en cuenta cambios topológicos en la red por switcheo de interruptores.

En [10] se propone un sistema de protección de sobrecorriente sin comunicación, el cual usa medidas locales. El método expuesto tiene en cuenta aspectos como cambios de estados de la red, como su modo de operación conectado o aislado de la red, cambios topológicos y la desconexión de la GD. De igual forma, la configuración de los relés es realizada en modo offline y estos ajustes son actualizados en el modo online. Como virtud del método, se encuentra su funcionamiento sin necesidad de un sistema de comunicación. El método no es aplicable a redes de distribución con otros dispositivos de sobrecorriente como fusibles, y además no es mostrada su efectividad en modo de operación aislado. No se considera el agrupamiento de múltiples escenarios, ni de un proceso automático en la coordinación de las protecciones para considerar futuros escenarios de operación en la red.

Para finalizar este capítulo, la Tabla 2.1 presenta un resumen de los aspectos considerados y no considerados por cada una de las estrategias del estado del arte revisadas. Además, se comparan los aspectos considerados por la estrategia de protección formulada en esta tesis de maestría, lo cual permite verificar las contribuciones expuestas en la sección 1.7 del Capítulo 1.

Tabla 2.1: Aspectos relevantes de la revisión de literatura

Aspectos relevantes	Referencias														Propuesta	
	[22]	[25]	[10]	[23]	[20]	[24]	[21]	[11]	[13]	[14]	[15]	[16]	[17]	[18]		[19]
Aspectos de ADN considerados																
Desbalance	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Cambios topológicos (switcheo de interruptores)	✓		✓	✓	✓					✓	✓		✓	✓	✓	✓
Tecnología de GD (IIDER y INIDER)		✓	✓		✓	✓						✓				✓
Múltiples GDs conectadas	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓				✓	✓	✓	✓
Salida y entrada de GD	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓	✓	✓
Operación de la MR (conectada/isla)		✓	✓	✓	✓	✓	✓			✓		✓		✓	✓	✓
Integración de MR a la red																✓
Sistema de comunicación																
Centralizado	✓			✓	✓	✓		✓	✓	✓		✓	✓	✓		✓
Descentralizado					✓		✓					✓	✓		✓	✓
Sin comunicación		✓	✓													✓
Dispositivos de protección																
Relés	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Fusibles	✓						✓									✓
Recloser	✓															
Ajuste óptimo																
TDS								✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Ipu								✓	✓	✓		✓		✓	✓	✓
Curvas de operación relés															✓	✓
Límites térmicos transformadores y líneas																✓
Curvas de operación fusibles																✓
Fallas de baja impedancia	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Basadas en grupos de ajustes de los relés					✓		✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Agrupamiento de escenarios (Clustering)												✓	✓		✓	✓

MARCO TEÓRICO

En el presente capítulo se presentarán todas las definiciones, teorías, leyes, etc., que fueron requeridas para la fundamentación de este trabajo de investigación.

3.1 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

3.1.1 *Confiabilidad*

Capacidad de un elemento para desempeñar una función requerida bajo condiciones dadas durante un intervalo de tiempo determinado [26].

3.1.2 *Detección de Nivel*

Principio de detección basado en determinar cuándo una magnitud sobrepasa (desciende) un límite [27].

3.1.3 *Detección por Comparación de Ángulo de Fase*

Principio de detección basado en la comparación del ángulo de fase relativo entre dos cantidades Corriente Alterna (CA). Usualmente es utilizado para determinar la dirección de la corriente respecto a una cantidad de referencia [27].

3.1.4 *Detección por Comparación de Magnitud*

Principio de detección que compara las magnitudes de dos o más parámetros de un circuito que deberían ser iguales o proporcionales entre sí, bajo condiciones de operación normal del sistema de potencia. La operación ocurrirá cuando la división entre las magnitudes de interés en los dos circuitos supere una tolerancia de diseño [27].

3.1.5 *Fiabilidad*

Medida de certeza que el relé operará correctamente en todos los eventos de falla para el cual fue diseñado para operar [27].

3.1.6 *Generación Distribuida*

Producción de energía eléctrica cerca de la demanda y conectada al sistema de distribución. Esta energía es consumida directamente por la demanda local y sus excesos son exportados hacia la red de distribución [28].

3.1.7 *Microrred*

Combinación de recursos energéticos distribuidos, sistemas de almacenamiento de energía y varios tipos de cargas eléctricas, con límites eléctricos claramente definidos que aparecen como un único componente respecto a la red de distribución, capaces de operar en modo conectado a la red o aislado [29, 30].

3.1.8 *Recursos Energéticos Distribuidos*

Elementos de generación y tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica conectados directamente a una red de distribución [31].

3.1.9 *Red de Distribución Activa*

Redes eléctricas de distribución que integran una combinación de recursos energéticos distribuidos con alta penetración y en donde se implementan sistemas para el control del flujo de potencia utilizando topologías flexibles [32].

3.1.10 *SCADA*

Son sistemas encargados de controlar y supervisar procesos industriales o sistemas de infraestructuras de manera centralizada, desde lo que se conoce como centro de control [33].

3.1.11 *Seguridad*

Medida de certeza que el relé no operará de forma incorrecta cuando no haya falla, o en presencia de una falla que no le corresponda despejar [27].

3.2 CORRIENTE DE CORTO-CIRCUITO

Es conocida como la corriente producida durante una conexión anormal con una impedancia relativamente baja, entre dos puntos de potenciales diferentes [34]. Por lo general, la corriente de corto circuito cuenta con magnitudes mucho más elevadas que la corriente de carga. Es por ello que pueden acarrear un sin número de consecuencias a los sistemas

eléctricos de potencia. Entre estas consecuencias se puede encontrar temperaturas altas en los conductores debido a la potencia disipada, la cual es proporcional al cuadrado de la corriente que circula por el conductor. Adicionalmente, estas corrientes inducen fuerzas mecánicas en los conductores, las cuales podrían superar las tensiones mecánicas de los aisladores y romperlos, alterar las características del devanado de un transformador u ocasionar otro tipo de daño físico. Además, en el lugar donde se origina la falla y se generan estos niveles de corriente elevados, es posible que se libere una gran cantidad de energía en forma de arco, lo cual puede ocasionar un incendio [35].

Actualmente, al momento de diseñar sistemas de protección para las redes, se centra en minimizar los impactos de las corrientes de corto circuito en los componentes del sistema como transformadores, medidores, etc. Es por ello que es necesario conocer sus características, variaciones y formas de cálculos para un correcto diseño y configuración de los dispositivos de protección. De acuerdo con lo anterior, como se plantea en el estándar IEEE 242-2001 [35] el principio fundamental para determinar la magnitud de las corrientes de cortocircuito es la Ley de Ohm:

$$I = \frac{E}{Z} \quad (3.1)$$

En dicho estándar, también se presenta un procedimiento general el cual consta de 3 simples pasos comenzando por realizar el diagrama unifilar del sistema eléctrico indicando los valores de voltajes e impedancias. Posterior a esto, encontrar el valor de impedancia desde la fuente de corriente hasta el punto donde estaría ocurriendo la falla, esta impedancia equivalente es conocida como el equivalente de Thevenin. Por último, conociendo el valor de voltaje de pre-falla en circuito abierto y aplicando la Ley de Ohm se calcula el valor de corriente de corto circuito.

Más adelante se presentarán características importantes de las corrientes de corto circuito, como también su comportamiento ante fallas de baja y alta impedancia.

3.2.1 Fallas de alta impedancia

Es un tipo de falla al sistema de energía eléctrica el cual genera un valor de corriente, que no es lo suficientemente grande para que los dispositivos de sobrecorriente la detecten y puedan reaccionar ante esta falla, debido al valor de impedancia de conexión a tierra elevado. Así mismo, dicho término es aplicado comúnmente a fallas en las redes de distribución. No obstante, también se han realizado estudios para la detección en redes de transmisión [36], y en otro tipo de redes y circuitos eléctricos.

Por otra parte, en diferencia con la mayoría de las fallas que se pueden presentar en una red eléctrica, que colocan en peligro principalmente a los equipos eléctricos, las fallas de alta impedancia atentan contra la seguridad humana y también pueden dar origen a incendios que pueden acabar con una infraestructura fácilmente sino es controlado a tiempo. Por esta razón, es un trabajo muy importante la detección de este tipo de fallas con la utilización de algoritmos especializados, debido a que los dispositivos de sobrecorriente no las pueden detectar [37].

Vale agregar, que, el inicio del arco eléctrico sucede una vez que la magnitud del voltaje del conductor que se encuentra en contacto con la superficie, excede un límite de voltaje específico conocido como voltaje de ruptura. Por lo contrario, una vez la magnitud del voltaje se encuentre por debajo de este límite el arco desaparece. De igual forma que este tipo de fallas trae problemas como la magnitud de corriente baja y el arco eléctrico generado, también pueden generar otras características físicas y eléctricas, tales como:

- El arco eléctrico generado no es constante, es decir no se genera un patrón de corriente en estado estacionario [38].
- Forma de onda de corriente asimétrica a causa de las diferencias entre los valores de tensión positivos y negativos, y el valor de tensión de ruptura [39].
- Aleatoriedad en la magnitud de corriente y su forma de onda [40].
- Característica de tensión-corriente no es lineal debido al arco eléctrico [41].
- Las formas de ondas de corriente y tensión contienen armónicos de hasta 600 Hz y 300 Hz respectivamente, debido a la no linealidad de la falla [42].
- El arco eléctrico genera componentes de alta frecuencia en las ondas de corriente [43].

En conclusión, este tipo de fallas se debe tener muy en cuenta al momento de escoger los dispositivos de protección, la configuración de dichos dispositivos, como también las estrategias de detección de fallas, ya que, debido a sus características de corriente, generación de arco eléctrico y demás, puede traer consecuencias graves al sistema eléctrico.

3.2.2 Fallas de baja impedancia

Una falla con un valor de corriente mayor a la corriente de carga máxima esperada es definida como una falla de baja impedancia. A diferencia de las fallas de alta impedancia, estas son un tipo de fallas normales que son detectadas fácilmente por diferentes dispositivos de sobrecorriente, debido a sus valores elevados de corriente de corto-circuito [44]. Por lo general, estas fallas se dan entre fases o entre fases y tierra ya se por algún contacto directo entre fases o algún elemento como por ejemplo otro conductor, una rama de un árbol o en el peor de los casos por contacto humano.

Por otra parte, este tipo de fallas si pueden afectar directamente los equipos de una red de distribución o transmisión. En virtud de ello, los sistemas de protección eléctrica juegan un papel muy importante para poder despejar este tipo de fallas en el menor tiempo posible y así proteger todos estos equipos que en muchos casos tienen altos costos. Además, este tipo de fallas deben ser rápidamente aisladas, porque pueden desestabilizar el sistema y causar una catástrofe en todo el sistema eléctrico [35].

3.3 PROTECCIONES DE SOBRE-CORRIENTE

Son dispositivos de protección normalmente utilizados para proteger los sistemas eléctricos de potencia de corrientes excesivas. Entre ellos se pueden encontrar interruptores termo magnéticos, interruptores automáticos de caja moldeada, fusibles, reclosers y relés de sobrecorriente [45]. Para este trabajo investigativo es necesario definir estos tres últimos, ya que serán importantes para la definición de la estrategia de coordinación.

3.3.1 Fusible

Dispositivo de seguridad implementado en la eléctrica y la electrónica, cuya principal función es brindar protección frente a falla de corto-circuito en un sistema eléctrico. Están compuestos principalmente por un alambre o placa de metal la cual se funde una vez circula a través de ella un valor de corriente mayor a su valor de dimensionamiento. Posterior a su funcionamiento este debe ser reemplazado. Por otra parte, la operación de los fusibles depende directamente de una relación entre la magnitud y el tiempo de exposición a la corriente que fluye a través del dispositivo [35].

3.3.2 Relés de sobrecorriente

Antes de entrar a definir directamente lo que es un relé de sobre-corriente, es necesario conocer lo que se define como relé. Lo cual son dispositivos lógicos utilizados para la detección de fallas y toma de decisiones, estando separado del circuito con funciones de interrupción (*breaker*). Los relés obtienen sus entradas a partir de transductores (Transductor de Potencial (TP) y Transductor de Corriente (TC)) y existen dos tipos: electromecánicos y de estado sólido. Los primeros, son análogos por su naturaleza, y los segundos pueden ser tanto análogos como digitales [27].

Ahora bien, los relés de sobre-corriente son dispositivos que actúan una vez la corriente que fluye a través de ellos sobrepasa un umbral bajo el cual fueron configurados. En general, el principio de funcionamiento es el mismo de los fusibles y recloser, operando bajo valores de corriente que sobrepasan los umbrales de configuración, sin embargo hay distintos tipos como el relé de sobrecorriente instantáneo (actúan de forma inmediata o con retardo de tiempo), de tiempo inverso (mismo principio de operación bajo curvas de corriente vs tiempo), direccional (pueden ser instantáneos o de tiempo inverso pero teniendo en cuenta la dirección de la corriente), entre otros [27].

Los relés dentro de los esquemas de protección son diseñados para operar dentro de unas zonas de protección, para que al momento de ocurrencia de una falla ocurre dentro de su zona, solo los interruptores dentro de la zona se abren, aislando solamente los elementos en falla sin afectar el resto del sistema de potencia [27]. Cabe aclarar que los relés pueden operar tanto como protección principal, como de protección de respaldo para operar en cualquier falla de disparo del interruptor debido a los relés principales. La IEEE c37.2 utiliza las siglas BF (*Breaker Failure*) para referirse a los relés de respaldo [46].

Ahora bien, en esta investigación serán implementados relés de sobre-corriente de tiempo inverso, para los cuales es necesario tener claro los siguientes conceptos:

3.3.2.1 *Corriente de arranque o Pick-Up*

mínimo valor de corriente bajo el cual el relé es capaz de detectar una falla. Este parámetro en conjunto con valores predeterminados de las curvas de operación de los relés, determina el tiempo en el cual operará [45].

3.3.2.2 *Dial o TMS*

Parámetro propio de la curva de operación corriente vs tiempo de los relés, el cual define bajo una misma característica de operación, distintos valores de tiempos de operación [45].

3.3.2.3 *Tiempo de Operación del Relé*

Intervalo de tiempo entre el instante en el que la cantidad característica del relé de medición en posición de apagado es cambiada, bajo condiciones específicas, y el instante en el que el relé opera. [47]

3.3.3 *Relé de ajuste adaptativo*

Un dispositivo de protección adaptativo según [48] puede ser definido como "Una filosofía de protección que permite y busca realizar funciones de protección para adaptarlas mejor a las condiciones actuales del sistema eléctrico". Consiste principalmente en realizar algún cambio en el sistema de protección en respuesta a las alteraciones del sistema eléctrico causadas por deslumbres de carga, apertura y cierre de interruptores, etc. De cierta manera los sistemas de protección tradicionales deben adaptarse si desde su diseño se consideran todas las condiciones de operación posibles de la red. Sin embargo, esto puede generar un diseño ineficiente del sistema de protección ya que no se puede contemplar todas las condiciones o contingencias posibles del sistema, y además los ajustes pueden no ser adecuados para todas las configuraciones del sistema. No obstante, se habla de un ajuste adaptativo en la medida que se consideren las diferentes condiciones variables del sistema eléctrico para el diseño o ajuste de los dispositivos de protección [49].

Este tipo de relé de protección cuenta con diferentes funcionalidades como de tipo diferencial, de distancia, de sobrecorriente, etc., para la protección de los distintos elementos de un sistema eléctrico de potencia. Además, cuentan con entre 4 y 8 grupos de ajustes, para poder realizar configuraciones para distintas condiciones de operación. Estos dispositivos requieren principalmente de sistemas de comunicación para poder realizar los ajustes ya sea de manera local, o de manera remota. En la Figura 3.1 se puede apreciar el relé SIPROTEC 5 7SJ82/7SJ85 de la marca SIEMENS [50], el cual dispone de un microprocesador para el procesamiento de todas las funcionalidades del dispositivo, desde la adquisición de los datos de medida hasta la salida de señales de control para la apertura y cierre de interruptores. Cuenta con hasta 8 grupos de ajustes independientes unos de

otros, los cuales pueden ser configurados previamente y activar un grupo determinado mediante una variable de control ya sea de forma física con la interfaz del relé o por medio de una computadora. En cuanto a los protocolos de comunicación, cuenta con sistemas redundantes e independientes como por ejemplo el IEC 60870-5-103 o IEC 61850, entre otros.



Figura 3.1: Relé SIPROTEC 5 7SJ82/7SJ85 SIEMENS.

3.3.4 Recloser

Dispositivo de protección de sobrecorriente, con la capacidad de interrumpir un circuito eléctrico al momento de detectar una falla. De forma similar como el fusible, este opera con curvas de operación de corriente vs tiempo, sin embargo, tiene la característica de poseer una curva de operación rápida para operación instantánea y una curva de operación lenta para protección de respaldo. Además, La principal función de estos dispositivos es evitar que el sistema eléctrico se quede fuera de servicio por fallas temporales, para ello cuenta con operaciones de apertura y cierre, antes de una apertura final en caso de que la falla no sea temporal [45]

3.4 PROBLEMAS ASOCIADOS A LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN UTILIZADOS EN MR Y ADNS

La información contenida en esta sección hace parte de una investigación en conjunto en el marco del Proyecto INTEGRA 71202 - "Definición de estrategias de operación y protección para sistemas de distribución que integran fuentes no convencionales de energía renovable, en el contexto Colombiano" [51], del cual surgió la iniciativa y la financiación para este proyecto de investigación.

Ahora bien, Las redes de distribución tradicionales se caracterizan por contar con flujos de potencia unidireccionales, donde toda la potencia eléctrica se origina en las grandes

generadores y fluye por la red de transmisión hasta los consumidores. Sin embargo, con la inserción de las DERs las redes se encuentran en una etapa de transición de ser pasivas a activas [30], haciendo referencia a que la potencia no proviene solo de los grandes generadoras en cabecera; sino que parte de la demanda puede ser cubierta por la energía producida localmente, logrando incluso niveles de generación en los que se exporte energía hacia la red de distribución o el sistema interconectado, en el caso de la MR y ADN, respectivamente. Sin embargo, lo anterior trae como retos asociados la variabilidad en niveles de cortocircuito y la presencia de flujos bidireccionales. Sumando a ello, la naturaleza variable de la GD requiere sistemas de control más robustos que permitan la conexión y desconexión dinámica de DERs. La variabilidad de la generación producida por cada unidad en conjunto con la posibilidad de estar o no conectada a la red descarta la utilización de esquemas de protecciones tradicionales, que no se adapten a los cambios de la red.

En este orden de ideas, a medida que las redes de distribución evolucionan, sus esquemas de protección deben adaptarse a dichos cambios. A continuación se mencionan las principales características asociadas con la operación de MRs y ADNs que inutilizan los esquemas de protección tradicionales, algunos de estos aspectos son mencionados en [52].

3.4.1 Aislamiento involuntario

En la literatura técnica es posible encontrar definiciones para aislamiento dependiendo el tipo de sistema que se evalúe (MR o ADN). Para las ADNs es definido como "aislamiento (*islanding*) a la condición durante la cual una porción del sistema de distribución, que contiene cargas y GD, permanece energizada mientras se encuentra aislada del resto del sistema de distribución [53]". Es importante tener en cuenta que este tipo de redes no son diseñadas para que porciones de la red operen en modo aislado, por ello, el aislamiento involuntario puede traer consigo una serie de problemas para el sistema eléctrico.

Por otra parte, en las MRs de acuerdo al estándar IEEE 1547 [54], es definida como "una condición durante la cual una porción del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es energizado solamente por uno o más SEPs mediante su Punto de Conexión Común (PCC) asociado, mientras dicha porción del SEP se encuentra eléctricamente separada del resto del sistema de potencia".

En caso de no tener las medidas de protección necesarias contra una condición de aislamiento involuntario, las consecuencias pueden ser muy graves tanto para una MR como para una ADN. El aislamiento involuntario o modo isla involuntario (*involuntary islanding*) puede ocurrir en caso de que la GD continúe entregando potencia a la MR en presencia de una falla y el interruptor principal se encuentre abierto. En la mayoría de los casos, esta es una condición indeseada debido a que el operador de red no puede garantizar la operación segura y la calidad de la potencia en el área aislada.

En la Figura 3.2 se ilustra un ejemplo de modo isla involuntario al tener presencia de una GD. En la Figura 3.2 (a) se presenta una falla en una barra a la que se conectan dos

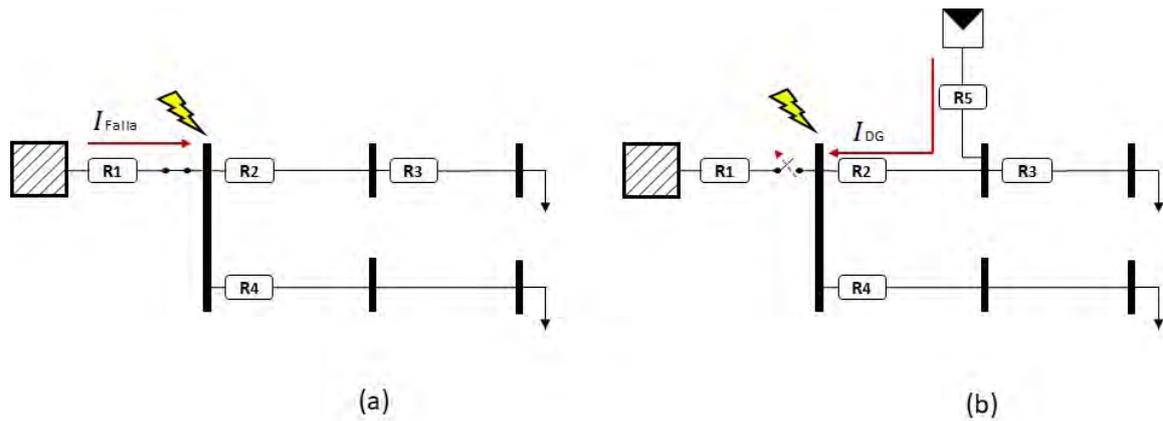


Figura 3.2: (a) Estado de falla sin presencia de GD (b) Estado de falla con aislamiento involuntario y presencia de GD alimentando la falla

alimentadores. En esta topología radial el flujo de potencia es unidireccional, por lo que bastaría con la apertura de R_1 para despejar la falla. No obstante, si se tuviera la misma topología con GD conectada a uno de los alimentadores, al presentarse la misma falla la cual genera la apertura de R_1 , si R_5 y R_2 no actúan o no se encuentran presentes en el diseño, la GD continuaría alimentando la falla. La anterior situación puede traer las siguientes consecuencias, tanto para MRs como para ADNs [55]:

1. En caso de no contar con un sistema de comunicación adecuado, el personal técnico puede no estar consciente de una fuente conectada al sistema de distribución mientras la red no está suministrando potencia.
2. Problemas relacionados con calidad de la potencia ya que durante el modo aislado la operadora de red normalmente no puede controlar parámetros como voltaje y formas de onda de corriente, por lo que algunas cargas podrían resultar dañadas.
3. El principal problema está relacionado con la operación de los interruptores de auto re-cierre. Suponiendo la ocurrencia de una falla temporal que provoque el disparo de un *breaker* de auto re-cierre y dos segundos después, su cierre. Durante los dos segundos de apertura, las fuentes conectadas aguas abajo permanecen suministrando potencia a las líneas por lo que puede existir una diferencia de fase del voltaje entre el lado de operador de red y el lado de la carga. Si el *recloser* se cierra existiendo una diferencia de fase entre ambos lados, entonces esto resultará en un valor de corriente elevado que puede dañar dispositivos en ambos lados del recloser. Por lo que el aislamiento de una red debe ser detectado y prevenido dentro de dos segundos como es mencionado en IEEE std. 1547.

Por último, se puede entender el aislamiento involuntario como una consecuencia de los cambios de topología debido a la operación del sistema de protecciones, pero donde existe una insuficiencia de la coordinación de protecciones para desconectar el resto de GDs en la sección aislada. Todo esto afecta indicadores de confiabilidad por no lograr el despeje

adecuado de la falla. Además, como se mencionaba al principio de la sección, traería un impacto negativo a la seguridad del sistema.

3.4.2 Fallo de protección

Los fallos de protecciones pueden ocurrir cuando el dispositivo de protección está ubicado entre la GD y el punto en falla. En este caso, el *breaker* verá la corriente de cortocircuito combinada de la subestación de Alta Tensión (AT)/Media Tensión (MT) y la GD, la cual puede ser mayor que su corriente de diseño, causando fallas e incluso daños al dispositivo. Este aspecto es una consecuencia de la variabilidad de corriente de corto circuito presente en MRs y ADNs debido a la alta penetración de GD. Este aspecto impacta negativamente la confiabilidad del sistema de protecciones eléctricas.

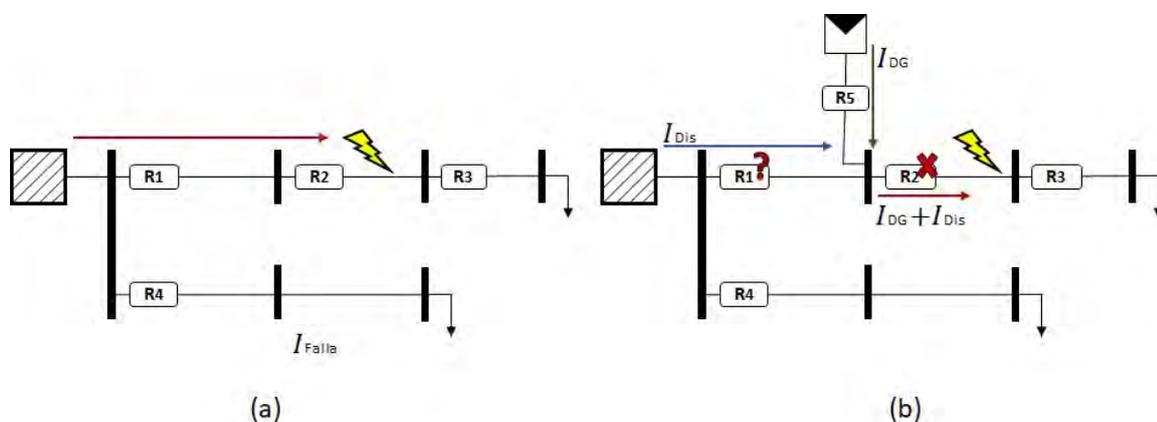


Figura 3.3: Fallo de dispositivo de protección por alto nivel de corriente

En la Figura 3.3 se ilustra el efecto de GDs en los fallos de los dispositivos de protección. En la Figura 3.3 (a) se evidencia una falla en un alimentador de un sistema de distribución tradicional, en este sistema el relé R_2 despejaría la falla y R_1 le brindaría respaldo. En el caso que se instale GD como se muestra en la Figura 3.3 (b) y ocurra la misma falla, R_1 y R_2 deberían cumplir las mismas funciones que en el caso anterior. Sin embargo, la corriente que atraviesa R_2 , al ser la combinación de las corrientes provenientes de la GD y la subestación de distribución, podría encontrarse por encima de los niveles de operación del dispositivo. Esto podría ocasionar que dicho dispositivo falle y no despeje la falla. Además, dicha configuración también traería consecuencias negativas en la protección de respaldo, causando su cegamiento, lo cual será explicado más adelante.

3.4.3 Cegamiento de protecciones

El cegamiento de protecciones por sobrecorriente ocurre cuando una unidad de GD se encuentra conectada entre un *breaker* y ubicación de la falla. En este caso, la contribución de la GD hacia la falla reduce el nivel de corriente visto por el dispositivo de protección, causando que disminuya incluso debajo del valor de corriente de arranque. Como fue

mencionado anteriormente, el cegamiento de protecciones puede presentarse tanto en dispositivos de protección primaria como de protección de respaldo, como consecuencia de la variabilidad de corriente de corto circuito en ADNs y MRs.

En primer lugar, para la protección primaria, la no detección de fallas disminuye la confiabilidad, y al depender de la protección de respaldo, se perdería rapidez y selectividad, pues despejaría la falla en mayor tiempo y sacando una mayor porción del sistema. Por otro lado, se presenta un caso similar con la protección secundaria, si no es posible detectar la falla (confiabilidad), se estaría incrementando aún más el tiempo de actuación del sistema de protección (rapidez) y requeriría la desconexión de una porción aún mayor del sistema de potencia (selectividad).

Para ejemplificar un poco mejor esta situación, nos referimos nuevamente a la Figura 3.3 (b) de la sección 3.4.2, donde se ilustra cómo bajo una condición de falla en el alimentador protegido por R_1 , al estar este ubicado entre el DER y la subestación, solo vería la contribución de corriente de falla proveniente de la subestación, lo que puede ocasionar que no alcance su nivel de corriente de arranque y no se disparara la protección. Este sería un claro ejemplo de lo que sería el cegamiento de protección primaria.

3.4.4 Falso disparo

Este aspecto es una consecuencia directa de los flujos bidireccionales, característicos de las redes con alta penetración de GD (MRs y ADNs). En la Figura 3.4 se ilustra el efecto que tiene la GD instalado en un alimentador adyacente a otro alimentador en falla. En la Figura 3.4 (a) se evidencia como al momento de presentarse la falla el R_1 no detectaría ninguna corriente ya que subestación la alimenta directamente. Sin embargo, en la Figura 3.4 (b) se puede ver como al momento de ingresar GD al sistema, si el R_1 no cuenta con direccionalidad, y la corriente I_{GD} supera su valor de corriente de arranque, este interpretaría una condición de falla en su zona de protección llevándolo a desconectar erróneamente el alimentador donde se encuentra instalado.

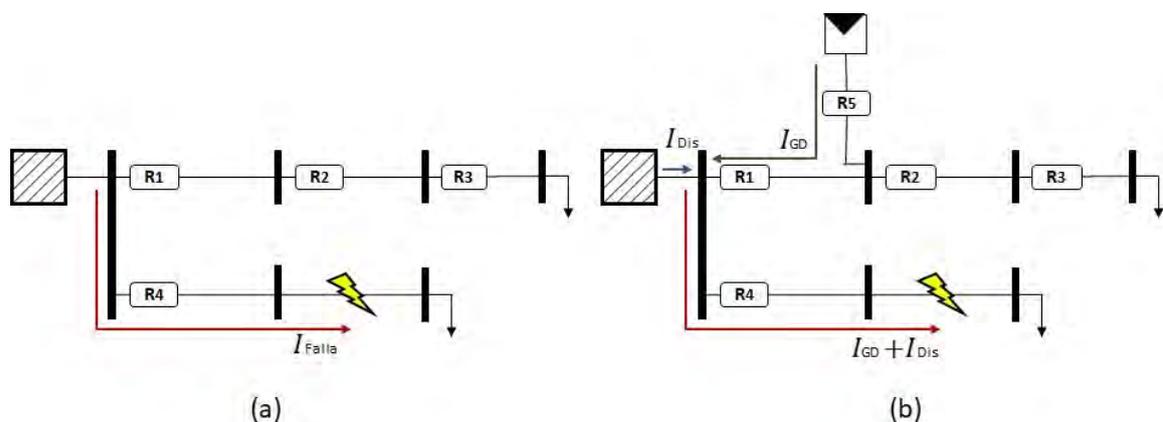


Figura 3.4: Esquema de falso disparo debido a flujo bidireccional

3.4.5 *Re-cierre automático y sincronismo*

Cuando la GD está conectada a la red mediante un recloser, es necesario considerar el sincronismo entre la GD y la red. Si esta conexión es producida sin tener en cuenta el sincronismo, es probable que se produzcan sobretensiones, sobrecorrientes y pares mecánicos. Estos fenómenos pueden dañar los generadores y motores rotativos [56], [57]. De hecho, sin la GD, la mayoría de las fallas transitorias podrían ser eliminadas mediante un recloser automático en redes con topología radial. Además, en presencia de GD, tanto la GD como la red alimentan la corriente de falla. Si el recloser desconecta la red, la GD puede mantener la corriente de falla de alimentación durante el tiempo de apertura del re-cierre automático, lo que prohíbe la extinción del arco. En dicho caso, una falla transitoria podría convertirse en una falla permanente [58], [59].

Como se mencionó en la sección 3.4.1, el IEEE 1547 establece que la GD debe ser desconectada bajo condiciones anormales de operación con el fin de que su aporte de corriente a la falla no afecte la coordinación de protecciones existentes [54]. En algunas investigaciones, como en [60], se habla de estrategias de coordinación de protecciones las cuales aplican el principio anterior de desconexión de la GD y además aclaran que dichas fuentes de generación deben tener la tecnología necesaria para poder realizar la reconexión al sistema con la adecuada sincronización. Todo esto debe ser tomado en cuenta, ya que este problema impacta directamente la robustez del sistema (pues se pierde generación una vez se desconectan la GD) y por otra parte, sino se considera, la sincronización puede afectar la seguridad del sistema por la presencia de corrientes de corto circuito elevadas.

3.4.6 *Flujos de potencia bidireccionales*

Primero que todo, entiéndase por flujo bidireccional por aquel fenómeno presente en tramos de red donde la potencia activa puede fluir en ambas direcciones. En MRs o redes de distribución convencionales, con un nodo de cabecera y de topología radial, el flujo de potencia se da en un solo sentido desde el nodo de alimentación hacia las cargas; o bajo condiciones de falla, desde la alimentación hasta el punto de falla [61]. Este fenómeno es ocasionado principalmente por la integración de DERs en las MRs. Además, otro factor que influye son las nuevas configuraciones topológicas de red que han surgido para crear redes de distribución cada vez más robustas y confiables. En estas nuevas configuraciones de red en las que las DERs se encuentran ubicadas a lo largo de todo el sistema, al momento de presentarse una falla cada una de ellas entregará un valor de corriente que alimentará la falla. Es así, como aparecen estos flujos bidireccionales tanto para condiciones de operación normales, como para condiciones de operación en falla [62].

Ahora bien, para ejemplificar un poco de qué se trata el flujo bidireccional, se tomará como referencia la Figura 3.5, donde se representa una red de distribución con topología radial en presencia de una falla en la zona protegida por el R_2 ; en ese momento se puede observar que el flujo a través del R_1 va de izquierda a derecha según lo indica la línea roja. Por otra parte, en la Figura 3.5 (b) es representada la misma red, pero con la integración de

generación distribuida y la simulación de una falla en zona de protección del R_4 . Para este caso, comparando con la Figura 3.5 (a), el flujo que pasa a través del R_1 va en dirección contraria del lado derecho a izquierdo, como lo indica la línea azul. En virtud de lo anterior, se puede destacar una de las situaciones en la cual a través del R_1 se presentan flujos bidireccionales en un estado de operación en falla.

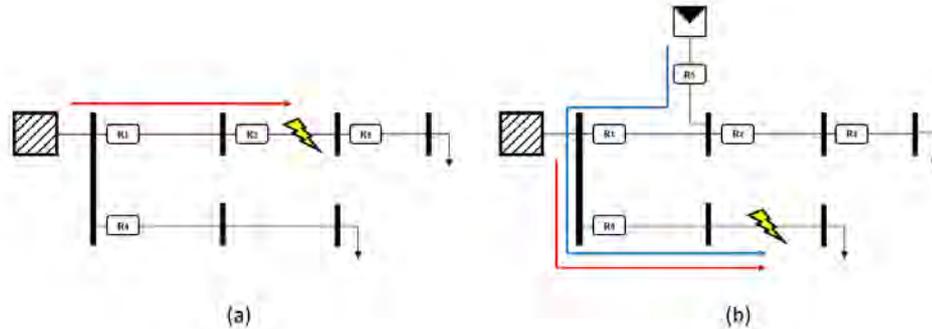


Figura 3.5: Esquema de red en falla con flujos bidireccionales

3.5 VARIABILIDAD DEL NIVEL DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO

La naturaleza estocástica de los DERs introduce un componente aleatorio no tomado en cuenta en el diseño de sistemas de control y protección de redes de distribución tradicionales. Una de las principales consecuencias de este hecho es la variabilidad del nivel de corriente de corto circuito en ADNs y MRs, afectado directamente por la ubicación, cantidad y modo de operación de cada DER. Estos factores influyen en la proporción de corriente de falla entregada por la red de distribución y por las DERs. Este efecto es extremo cuando una MR opera en modo aislado, durante el cual los niveles de corriente de falla son determinados por la dinámica de las interfaces de potencia de las DERs, al no haber aporte de corriente desde la red.

3.5.1 Variación en la penetración de la GD

La variabilidad de la GD presente en una MR puede deberse a diferentes factores, y dicha variación de generación afecta directamente los niveles de corriente de corto circuito. Para empezar, uno de los principales escenarios de variación se da según dos modos de operación como lo son el modo conectado a red y el modo isla. Por una parte, en el modo conectado a la red los niveles de corriente de corto circuito serán valores elevados, ya que, la red eléctrica principal y las GDs están aportando corriente a la falla. Por lo contrario, en el modo isla solamente las GDs alimentan la falla, y estas cuentan con capacidades menores y limitantes en sus valores de corriente de salida [61].

Por otro lado, una de las causas de la variación de las GDs está relacionada con el tipo de tecnología. Los modelos más conocidos son los de tipo síncrono y los basados en inversores, y al momento de comparar modelos equivalentes para ver el aporte a la

corriente de falla, se obtienen mayores niveles de cortocircuito por parte de los modelos de GD síncronos [63]. Por último, otro de los factores que cabe resaltar es la variación de las GDs que obtienen la energía a través de recursos renovables, que por su naturaleza estocástica estas GDs pueden aportar a las fallas solo sí se encuentran produciendo y además este aporte depende de la cantidad de energía que puedan entregar. En virtud de todos los factores explicados con anterioridad, se puede determinar que la corriente de falla no es constante y es difícil de predecir con exactitud su valor bajo distintos modos de operación, con diferentes tipos de generación y penetración de la GD [64].

3.5.2 Limitación de corriente de falla durante modo aislado

El reto principal que surge en las MRs es el drástico decremento en el nivel de corriente de falla durante modo de operación aislado. Esto se debe a que la mayoría de DERs se encuentran conectados a la MR a través de inversores como interfaz de potencia. Estos tienen bajas capacidades de sobrecarga térmica, limitada usualmente de dos a tres veces la corriente nominal [65], lo cual impide daños en el inversor y la salida de este ante fallas. Bajo estas condiciones, una falla a media tensión podría resultar en corrientes de tan solo cinco veces la corriente de máxima cargabilidad. Esto es un valor mucho menor comparado con las corrientes 20-50 veces mayores, para una falla de similar características, en el modo de conexión conectado a la red de distribución [30]. Debido a ello, los aportes limitados de corriente de falla de cada inversor resultan en niveles de corto circuito menores que podrían llevar a relés de sobrecorriente a no responder ante fallas o demorarse demasiado en actuar.[66].

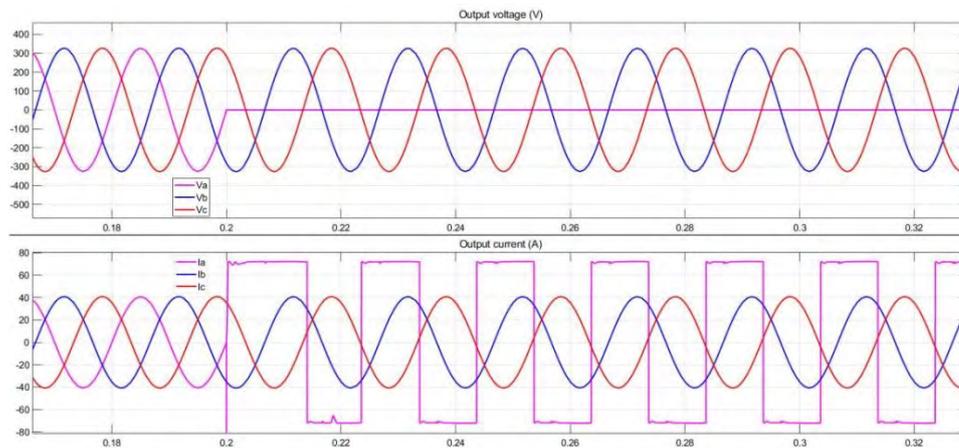


Figura 3.6: Limitación de corriente de un inversor ante falla monofásica [67]

La Figura 3.6 muestra el modo limitación de un inversor de 20kVA@400V ante una falla monofásica de 40Ω en la fase a. Se puede apreciar como la corriente es limitada a 72A.

3.5.3 *Cambios en la configuración del sistema*

Para operar las ADN y MR de forma óptima y eficiente, uno de los métodos adoptados es la reconfiguración de la red, utilizando seccionadores e interruptores que ya estén presentes en el sistema. La reconfiguración es un método mediante el cual es administrada la conexión/desconexión de elementos de la red o su estructura topológica es cambiada mediante el cierre o apertura de interruptores, resultando en una red radial o enmallada [68]. Las reconfiguraciones pueden ser realizadas por requerimientos del sistema de control o del sistema de protecciones. En el primer caso se busca minimizar las pérdidas y maximizar el balance de cargas considerando la mayor porción de la red y dirigido a alcanzar un buen perfil de voltaje a lo largo del sistema [69]. La reconfiguración debido al sistema de protecciones busca la desconexión de elementos en fallas (alimentadores, cargas o DERs) y minimizar el impacto de su ausencia en el estado post-falla del sistema mediante cambios topológicos.

Se ha demostrado que en ADNs con el acceso a GD y MRs, la confiabilidad y rentabilidad económica en distribución puede ser mejorada mediante reconfiguraciones de la red basado en el estado de las DERs y tras eventos de falla [70, 71]. Debido a ello, las reconfiguraciones del sistema se pueden dar para optimizar la operación de la red de acuerdo a la penetración de la GD, así como para brindar resiliencia al sistema luego de fallas, minimizando su impacto. Los problemas de reconfiguración de la red son tratados con métodos determinísticos.

Dependiendo del propósito de la reconfiguración del sistema y los elementos sobre los que actúe, esta se podría clasificar entre conexión/desconexión de DERs, por reconfiguración de la red o por conexión/desconexión de la MR (modos de operación aislado o conectado a la red de distribución).

3.5.4 *Cambios topológicos*

Los cambios topológicos de la red hacen referencia a todas las decisiones de cambios estructurales de conexiones en la red realizados para la optimización del sistema, donde el costo y la confiabilidad del mismo usualmente sirven como funciones objetivo [72, 73]. También se presentan cambios de topologías tras eventos de falla en la MR o DER para mitigar su impacto y aumentar la resiliencia de la red. Y se pueden presentar para el mantenimiento de DERs, interruptores y demás elementos del sistema. En la Figura 3.7 se ilustra un ejemplo en el que, tras la desconexión de una DER debido a una falla y para mitigar el impacto del mismo, se reconfigura el sistema compuesto de dos alimentadores radiales en un sistema enmallado.

3.5.5 *Conexión/desconexión de DERs*

Las reconfiguraciones debido a conexiones o desconexiones de DERs se pueden presentar por requerimientos tanto del sistema de control como por el sistema de protecciones. El

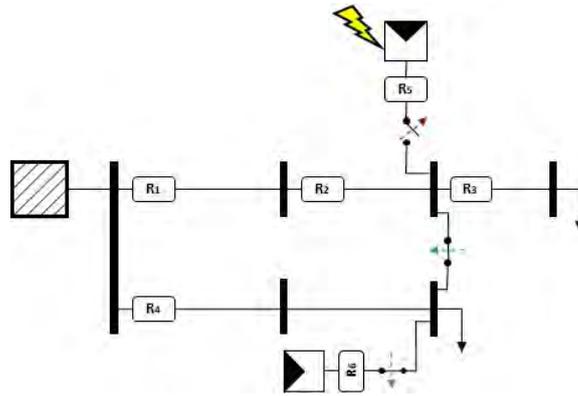


Figura 3.7: Reconfiguración mediante cambio de topología

primer caso se puede presentar cuando una DER no esté produciendo suficiente energía y bajo esas condiciones de operación, no sea rentable mantenerlo conectado a la red. Un ejemplo extremo de esto sería un panel solar de noche, Figura 3.8 (b). De igual forma, también se gestionaría la reconexión de DERs cuando estos vuelvan a puntos de operación nominal, siguiendo el ejemplo anterior, durante el día, cuando el recurso energético solar vuelve a estar disponible, Figura 3.8 (a).

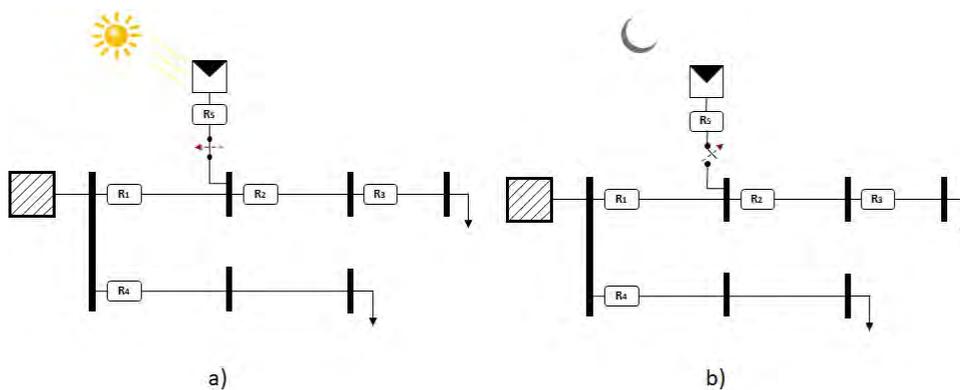


Figura 3.8: Reconfiguración por conexión/desconexión de DERs debido a condiciones de operación

En el caso de las protecciones, pueden ser desconectados para despejar fallas en el elemento o impedir que este alimente fallas que no puedan ser despejadas por relés.

3.5.6 Conexión/desconexión de MRs

Las reconfiguraciones debido a la conexión o desconexión de la MR al sistema de distribución se pueden presentar por requerimientos tanto del sistema de control como del sistema de protecciones. El primer caso se puede presentar cuando la red pueda operar autónomamente y se quiera aislar de la red de distribución o cuando, operando en modo aislado, se requiera conectarse a la red de distribución, para brindar soporte energético a la MR.

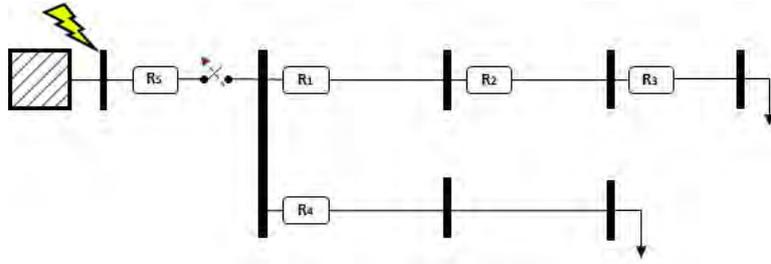


Figura 3.9: Reconfiguración por desconexión de MR ante falla en el lado de la red de distribución

En el caso de las protecciones, bajo eventos de falla en la red de distribución o el nodo de cabecera, la MR puede ser desconectada y pasaría a operar en modo aislado (Figura 3.9). También las necesidades de mantenimiento de los elementos que conforman la interfaz de potencia entre la MR y la red de distribución requieren reconfiguraciones de este tipo.

3.6 PROGRAMACIÓN NO LINEAL ENTERA MIXTA

Este tipo de programación hace referencia a los problemas matemáticos que contienen variables discretas y continuas donde la función objetivo y restricciones son de características no lineales. La implementación de la programación no lineal entera mixta es comúnmente utilizada en la formulación de problemas donde requiere la optimización de sistemas con estructuras discretas con parámetros continuos. Este tipo de problemas está ligado a múltiples aplicaciones, incluyendo procesos industriales, ingeniería, economía, ciencias, entre muchos otros más campos de estudio [74].

La estructura general de un problema de programación no lineal entero mixto es,

$$\min f(x, y) \quad (3.2)$$

s.a,

$$g(x, y) \leq 0 \quad (3.3)$$

$$x \in X \quad (3.4)$$

$$y \in Y \text{ Entero} \quad (3.5)$$

donde $f(x, y)$ y $g(x, y)$ representa la función objetivo no lineal y la función de las restricciones no lineales respectivamente. Las variables x, y son variables de decisión, donde y requiere que sea una variable entera. X y Y son restricciones de tipo límites para las variables.

FORMULACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE PROTECCIÓN ADAPTATIVA

Esta sección abarca tres partes fundamentales para la formulación de la estrategia de protección adaptativa basada en dispositivos de sobrecorriente para ADN. La primera parte, presentada en la sección 4.1, formula el problema de coordinación de protecciones como un problema de optimización para garantizar el menor tiempo de operación de los dispositivos de protección bajo una condición de falla. La sección 4.2 presenta un análisis de las técnicas de clustering comúnmente usadas para agrupar los escenarios de operación y determinar los ajustes de los grupos de los dispositivos de protección. La sección 4.3 presenta una técnica de optimización metaheurística para solucionar el problema de coordinación planteado como un problema de optimización en la sección 4.1 para cada uno de los grupos de condiciones operativas definidas por la técnica de clustering presentada en la sección 4.2. Estas tres partes, son analizadas en detalle a continuación.

4.1 FORMULACIÓN DE COORDINACIÓN DE DISPOSITIVOS DE SOBRECORRIENTE COMO UN PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN

Las estrategias de protección deben garantizar que el tiempo de operación de los dispositivos de protección sea el menor posible. Sin embargo, la dinámica de las ADN estudiadas en el Capítulo 3, llevan al problema de coordinación a convertirse en un verdadero reto. Es por esto que, para garantizar minimizar el tiempo de operación y la coordinación entre los dispositivos, el problema de coordinación es formulado como un problema de optimización [13]-[19].

4.1.1 Función objetivo

En esta investigación, se formuló una función objetivo basada en la función presentada en [11]. Sin embargo, en (4.1) no solo se busca minimizar el tiempo de operación de cada par de relés (primario - secundario), sino que además, se busca reducir los tiempos de cada par de relé con el respectivo fusible al que brinda protección de respaldo.

$$FO = \text{Min} \sum_{i=1}^M (t_i^{R_p} + t_i^{R_s}) + \sum_{j=1}^N (t_j^{R_s} + t_j^F) \quad (4.1)$$

Donde M es el número de parejas relé-relé a las cuales se les debe garantizar coordinación. Por su parte, N representa el número de parejas relé-fusible que brindan protección secundaria y primaria respectivamente. $t_i^{R_p}$ y $t_i^{R_s}$ son el tiempo de operación de los relés primario y secundario cuando se produce una falla en la zona del relé primario R_p . Por su parte, $t_j^{R_s}$ y t_j^F son el tiempo de operación del relé de protección secundaria y el tiempo de operación del fusible de protección primaria, cuando se da una falla en la zona del fusible. Por otro lado, para esta estrategia se utilizarán relés de sobrecorriente de tiempo inverso. Por lo tanto, los tiempos de operación t^{R_p} y t^{R_s} se estiman mediante (4.2).

$$t^R = \frac{TMS^R * \beta}{\left(\frac{I_f^R}{I_{PU}^R}\right)^\alpha - 1} \quad (4.2)$$

donde, TMS^R es el DIAL o múltiplo de tiempo del relé R , I_f^R es la corriente de falla del relé R cuando hay una falla en la zona f , y I_{PU}^R es la corriente de arranque del relé R . La estrategia propuesta emplea a las constantes α y β en la curva de operación de los relés, como variables discretas dentro del problema de optimización. Éstas son definidas de acuerdo con el estándar IEC 60255 [45]. En la Tabla 4.1 se presentan los valores de α y β para las curvas utilizadas en esta investigación.

Tabla 4.1: Curvas de operación estándar IEC 60255

Curva	α	β	Etiqueta
Inversa Estándar (IE)	0,02	0,14	1
Muy Inversa (MI)	1	13,5	2
Extremadamente Inversa (EI)	2	80	3

Para estimar t_j^F , el cual representa el tiempo de operación del fusible cuando ocurre una falla en su zona de protección, se utilizaron las curvas de operación de los fusibles tipo "K" de la empresa *S&C ELECTRIC COMPANY* [75]. Además, se realizó un algoritmo en *Matlab* para obtener el tiempo de operación de los fusibles para cualquier valor de corriente de falla mediante interpolación lineal [76]. Para ello fue utilizada la función *interp1*, la cual realiza la interpolación por medio de la ecuación (4.3) y es representada en la Figura 4.1 [77].

$$g(x) = y_1 + \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1}(x - x_1) \quad (4.3)$$

En la Figura 4.2 se muestra un ejemplo de distintos valores de tiempos de operación interpolados a partir de la curva de operación de un fusible tipo 6K.

4.1.2 Límites y restricciones del problema de coordinación

Para garantizar la confiabilidad del esquema de protección, es esencial definir restricciones que permiten una correcta coordinación de los dispositivos de protección, y además poder acotar el problema dentro de un rango limitado por las capacidades del sistema de eléctrico

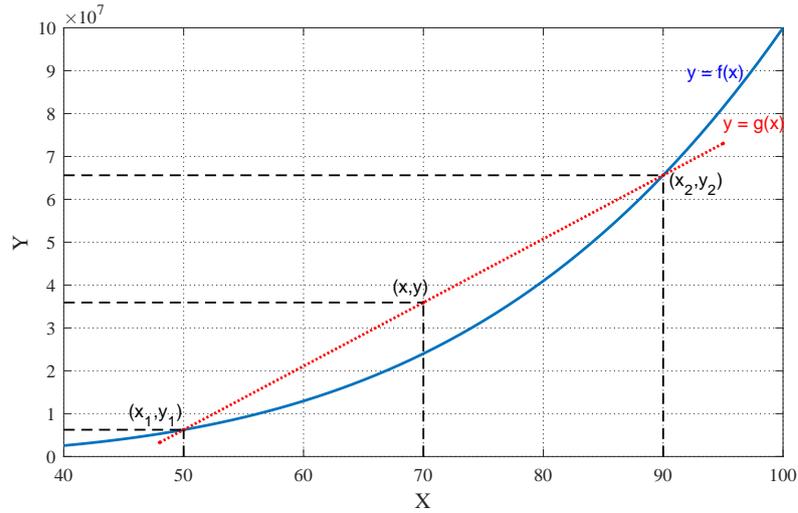


Figura 4.1: Interpolación lineal.

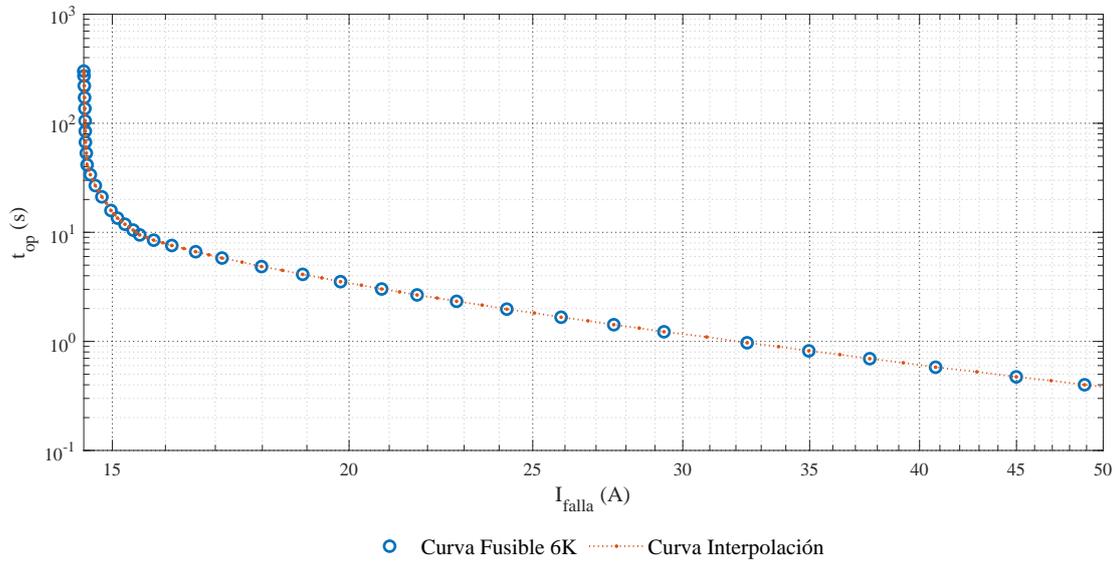


Figura 4.2: Curva de operación de fusible tipo 6K interpolada.

y de las tecnologías de los dispositivos. Inicialmente, en (4.4) se establece la restricción de coordinación entre relés, con respecto al intervalo de tiempo de coordinación. Éste indica el tiempo de seguridad que debe esperar la protección de respaldo para actuar en caso dado la protección primaria falle. El CTI entre la protección primaria y de respaldo se recomienda que sea igual o mayor a 0.2 segundos según el estándar IEEE 242 [35].

$$t_i^{R_s} - t_i^{R_p} \geq CTI, i = 1, 2, 3, \dots, M \quad (4.4)$$

Por parte de la coordinación entre relés y fusibles, se define en (4.5) la restricción con respecto al CTI, pero teniendo en cuenta que se debe agregar un factor de 1.15, ya que el

tiempo de operación de los fusibles puede estar en más o menos un 15% debido a que la fusión del material depende de las condiciones de operación inmediatamente anterior al momento de falla [78].

$$t_j^{R_s} - 1.15 * t_j^F \geq CTI, j = 1, 2, 3, \dots, N \quad (4.5)$$

Una vez definidas las restricciones correspondientes a la coordinación entre los dispositivos de sobrecorriente, se deben considerar los límites que imponen las mismas tecnologías de los dispositivos de protección, al igual que los límites que impone la red. En (4.6) se representa los límites inferior y superior de la configuración de múltiplo del tiempo TMS indicado como TMS_n^{min} y TMS_n^{max} , respectivamente. La ecuación (4.7) indica los límites de corriente de arranque de cada relé de sobrecorriente. En este caso, $I_{PU_n}^{min}$ y $I_{PU_n}^{max}$ son la corriente de arranque mínima y máxima del relé n , respectivamente.

$$TMS_n^{min} \leq TMS_n \leq TMS_n^{max} \quad (4.6)$$

$$I_{PU_n}^{min} \leq I_{PU_n} \leq I_{PU_n}^{max} \quad (4.7)$$

TMS , depende de las características técnicas del relé de sobrecorriente, mientras que los límites de I_{PU} pueden variar dependiendo del criterio del ingeniero de diseño. En este caso, se determinaron dichos límites según [27], que establece que la $I_{PU_n}^{min}$ debe ser seleccionada como la I_{nom} del relé por un factor de sobrecarga que puede estar entre 1.25 y 2.5 según el elemento a proteger. La $I_{PU_n}^{max}$ se estima como un tercio de la I_{cc}^{min} , siendo este valor la corriente de cortocircuito ante una falla bifásica para el caso de ajuste de la unidad de fase o la corriente de cortocircuito ante una falla monofásica a tierra para el caso de ajuste de la unidad de fase-tierra.

El tiempo de operación de los relés se debe limitar para considerar limitaciones técnicas de los dispositivos de protección y soluciones poco realistas. El tiempo de operación mínima considera las limitaciones de velocidad del dispositivo de protección [79]. En cuanto al límite máximo de tiempo, éste depende del equipo a proteger. Un valor utilizado comúnmente es de 4 segundos para el caso de protección de líneas por la capacidad térmica de los conductores [80]. Sin embargo, si aguas arriba de él se encuentran transformadores de potencia, el tiempo de operación máximo debe ubicarse por debajo de la curva de capacidad térmica del transformador. Un valor de tiempo recomendado para ello es de 2 segundos [81]. La ecuación (4.8) representa la restricción por tiempo de operación para cada dispositivo de protección.

$$t_{min}^R \leq t^R \leq t_{max}^R \quad (4.8)$$

Por otra parte, las curvas de ajuste presentadas en la Tabla 4.1, son consideradas como una restricción en el problema de coordinación de dispositivos de protección como se presenta en (4.9). Estas curvas son etiquetadas del 1 al 3 como se muestra en la Tabla. Cabe aclarar que la curva de ajuste será la misma para todos los relés para evitar el problema de cruce curvas y por tanto, pérdida de coordinación.

$$1 \leq CO \leq 3 \quad (4.9)$$

Además, los tipos de fusibles también son considerados como restricciones en la formulación del problema de coordinación. Los tipos de fusibles $6K$, $8K$, $10K$, $12K$, $15K$, $20K$, $25K$, $30K$ y $40K$ son etiquetados con números enteros del uno al nueve respectivamente. La ecuación (4.10) representa esta restricción.

$$TF_m^{min} \leq TF_m \leq TF_m^{max} \quad (4.10)$$

Donde, el límite inferior TF_m^{min} es la corriente mínima de selección para el fusible m y es calculada al multiplicar la corriente nominal del fusible por el factor de crecimiento de la demanda K_F representado en (4.11).

$$K_F = \left(1 + \frac{\Delta C(\%)}{100}\right)^{na} \quad (4.11)$$

Donde $\Delta C(\%)$ es la tasa media de crecimiento anual de carga, y na es el tiempo de vida del proyecto en años que es seleccionado comunmente entre 4 y 5 años [82].

El límite superior TF_m^{max} , es escogido como el 25% de la corriente de corto circuito mínima vista por el fusible, siendo ésta la corriente vista por el fusible ante una falla monofásica ubicada en el extremo más lejano de su zona de protección.

4.2 TÉCNICAS DE AGRUPAMIENTO PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA DE COORDINACIÓN

Para el problema de coordinación formulado en la sección 4.1 es posible encontrar una solución que no viole ninguna restricción cuando solo se considera una condición operativa del sistema de distribución. Cuando el sistema presenta varias condiciones operativas que implican reconfiguración, conexión/desconexión de GD y los modos operativos de las microrredes como es el caso de ADN, es necesario el uso de relés multe ajuste y técnicas de clustering para agrupar las condiciones operativas de la red y determinar los ajustes de los dispositivos de protección para cada grupo de condición operativa. En las siguientes subsecciones son expuestas las técnicas de clustering y las bases de datos analizadas para lograr un adecuado desempeño de la estrategia propuesta en cuanto a menor tiempo de operación y número de violación de restricciones [83].

4.2.1 Técnicas de clustering

Las técnicas de aprendizaje no supervisadas implementadas son k -means, k -medoids y agrupamiento jerárquico aglomerativo, como se detalla a continuación.

4.2.1.1 Agrupamiento *k-means*

K-means es una de las técnicas más populares para problemas de clasificación. Se ha empleado para agrupar escenarios en coordinación de protección como se evidencia en [15]. Este método consiste en agrupar un conjunto de datos en k grupos, donde el algoritmo calcula un centroide para cada uno de estos grupos. Luego, busca minimizar la suma de las distancias entre los datos y sus centros, para lo cual modifica los centroides elegidos. Este algoritmo converge cuando los centros estimados permanecen sin cambios. Esto indica que ha encontrado un valor mínimo para la distancia o alcanzado un número máximo de iteraciones [84].

Las siguientes tres distancias fueron consideradas en esta investigación [85].

- Distancia Euclidiana Cuadrada

$$d(x, c) = (x - c)(x - c)' \quad (4.12)$$

- Distancia Manhattan o City block

$$d(x, c) = \sum_{j=1}^k |x_j - C_j| \quad (4.13)$$

- Distancia Cosenoidal

$$d(x, c) = 1 - \frac{xc'}{\sqrt{(xx')(cc')}} \quad (4.14)$$

Donde, k es un escalar mayor o igual a 2, que hace referencia al número de grupos.

4.2.1.2 Agrupamiento *k-medoids*

La técnica *k-medoids* es un método generalmente utilizado para agrupar datos cuando las métricas tradicionales como la media son imposibles de definir [86]. Este método está relacionado con *k-means*, debido a la división de un conjunto de datos en k clusters para luego buscar reducir la suma de las distancias entre cada objeto y el centro de su grupo correspondiente. La principal diferencia entre esos métodos es que el centro de cada grupo devuelto por *k-medoids* pertenece al conjunto de datos de entrada. En cuanto al cálculo de la distancia entre los datos y los centroides, se tienen en cuenta las mismas distancias explicadas anteriormente para el método de *k-means*.

4.2.1.3 Agrupamiento Jerárquico Aglomerativo

El clúster jerárquico aglomerativo es una técnica en la que inicialmente cada elemento del conjunto de datos representa un clúster de un solo elemento. Posteriormente, se unen datos con similitudes sobre parámetros preestablecidos. Esto se asemeja al comportamiento de un árbol desde las hojas hasta la raíz, como se puede apreciar en la Figura 4.3 [87].

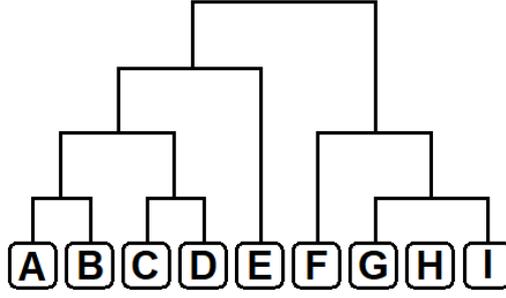


Figura 4.3: Esquema de Agrupamiento Jerárquico Aglomerativo

Al igual que los demás métodos, también se establecerán métricas de distancia, entre grupos denominada vinculación. Esta investigación considera el enlace simple, el enlace promedio y el enlace de *ward* definidas en [88].

- Enlace simple

$$d(r, s) = \min(\text{dist}(X_{ri}, X_{sj})) \quad (4.15)$$

$$i \in (1, \dots, n_r), j \in (1, \dots, n_s)$$

- Enlace promedio

$$d(r, s) = \frac{1}{n_r n_s} \sum_{i=1}^{n_r} \sum_{j=1}^{n_s} \text{dist}(X_{ri}, X_{sj}) \quad (4.16)$$

- Enlace de *ward*

$$d(r, s) = \sqrt{\frac{2n_r n_s}{(n_r + n_s)}} \|\bar{X}_r - \bar{X}_s\|_2 \quad (4.17)$$

Donde, $\|\cdot\|_2$ es la distancia euclidiana. \bar{X}_r y \bar{X}_s son los centroides de los grupos r y s . n_r y n_s son el número de elementos de los grupos r y s .

4.2.2 Base de datos para agrupamiento

Una vez seleccionados las técnicas de agrupamiento, es necesario identificar los parámetros o variables que pueden ser utilizados en la caracterización de cada uno de los escenarios de operación en el proceso de *clustering*. En algunas investigaciones se han utilizado características como las corrientes de cortocircuito [89], la relación corriente-tiempo [15] y las matrices de relación principal/respaldo de los relés [16]. Sin embargo, en esta investigación se consideraron diferentes características con el objetivo de evaluar cuál de ellas, junto con la técnica de clustering, presenta un mejor rendimiento para el proceso de clasificación y posterior coordinación. La Tabla 4.2 presenta las bases de datos de características que son consideradas en el proceso de clustering.

En general, se consideran tres (3) técnicas de clustering con tres (3) formas distintas de estimar la distancia entre los datos, para un total de nueve técnicas de agrupamiento.

Base de datos	Variables	Descripción de variables	
1	# Relés	Máxima corriente de fase de corto-circuito por relé	$\max(I_{f_a}, I_{f_b}^f, I_{f_c}) : R_i$
2	# Relés	Mínima corriente de fase de corto-circuito por relé	$\min(I_{f_a}, I_{f_b}, I_{f_c}) : R_i$
3	# Relés	Máxima corriente de fase nominal por relé	$\max(Inom_a, Inom_b, Inom_c) : R_i$
4	2	Suma de corrientes de corto-circuito máximas y tiempos de operación	$\sum_{i=1}^n Icc_{max}^{R_i}, \sum_{i=1}^n t_{op}^{R_i} : n = Reles$
5	2	Suma de corrientes de corto-circuito mínimas y tiempos de operación	$\sum_{i=1}^n Icc_{min}^{R_i}, \sum_{i=1}^n t_{op}^{R_i} : n = Reles$
6	2	Suma de PSM y tiempos de operación	$(\sum_{i=1}^n PSM^{R_i}, \sum_{i=1}^n t_{op}^{R_i}) : n = Reles$
7	2	Suma de PSM y corrientes de corto-circuito máximas	$\sum_{i=1}^n PSM^{R_i}, \sum_{i=1}^n Icc_{max}^{R_i} : n = Reles$

 Tabla 4.2: Bases de datos para *Clustering*

Estas técnicas aplicadas con las siete (7) bases de datos, produce sesenta y tres (63) formas distintas de agrupar los escenarios para el problema de protección adaptativa propuesto.

4.3 ALGORITMO GENÉTICO PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN

En la sección 4.1 se presenta el problema de coordinación como un problema de optimización no lineal entero-mixto. Para la solución de este tipo de problemas, comúnmente son utilizadas técnicas metaheurísticas dada a la simplicidad con la que se representa un modelo entero-mixto, mediante la codificación del modelo matemático [79, 90, 91].

En esta investigación se utiliza algoritmos genéticos, los cuales son técnicas basadas en el comportamiento de la evolución biológica. Estos generan individuos de manera aleatoria y seleccionan los individuos más fuertes y diversos en cada generación. En la solución del problema de coordinación de la sección 4.1, estos individuos corresponden a soluciones que logran minimizar una función objetivo dada por (4.1) sin la violación de restricciones definidas de (4.1) a (4.10) [92]. El algoritmo genético usado en esta investigación está basado en el algoritmo presentado en [93] e implementado en Matlab. Para la solución de problemas con restricciones no lineales, el algoritmo utiliza por defecto el Algoritmo Genético Aumentado Lagrangiano (AGAL) [94], el cual está definido en su forma canónica como,

$$\min f(x) \quad (4.18)$$

s.a,

$$c_i(x) \leq 0, i = 1, \dots, m \quad (4.19)$$

$$ceq_i(x) = 0, i = m + 1, \dots, mt \quad (4.20)$$

$$A \cdot x \leq b \quad (4.21)$$

$$Aeq \cdot x = beq \quad (4.22)$$

$$lb \leq x \leq ub \quad (4.23)$$

Donde, $ceq_i(x)$ y $c_i(x)$ hacen referencia a las restricciones de desigualdades lineales y no-lineales respectivamente. Aeq y A son los coeficientes de las restricciones de igualdades

lineales y no-lineales. lb y ub representan los límites mínimos y máximos de las variables del problema de optimización.

El modelo de optimización descrito en la sección 4.1 fue llevado a la forma canónica anteriormente planteada, para su implementación en el software Matlab y es descrito a continuación:

$$\min \sum_{i=1}^M (t_i^{R_p} + t_i^{R_s}) + \sum_{j=1}^N (t_j^{R_s} + t_j^F) \quad (4.24)$$

s.a,

$$CTI - t_i^{R_s} + t_i^{R_p} \leq 0, \quad i = 1, 2, 3, \dots, M \quad (4.25)$$

$$CTI - t_j^{R_s} + 1.15 * t_j^F \leq 0, \quad j = 1, 2, 3, \dots, N \quad (4.26)$$

$$TMS_n^{min} \leq TMS_n \leq TMS_n^{max} \quad (4.27)$$

$$I_{PU_n}^{min} \leq I_{PU_n} \leq I_{PU_n}^{max} \quad (4.28)$$

$$t_{min}^R \leq t^R \leq t_{max}^R \quad (4.29)$$

$$1 \leq CO \leq 3 \quad (4.30)$$

$$TF_m^{min} \leq TF_m \leq TF_m^{max} \quad (4.31)$$

$$t^R = \frac{TMS^R * \beta}{\left(\frac{I_f^R}{I_{PU}^R}\right)^\alpha - 1} \quad (4.32)$$

Las ecuaciones (4.25) y (4.26) representan las restricciones no lineales de desigualdades $c_i(x)$. En este caso no se cuenta con restricciones no lineales de igualdades, ni tampoco con restricciones lineales de igualdad o desigualdad. En cuanto a los límites lb y ub , son definidas las ecuaciones desde (4.27) hasta (4.31), las cuales simbolizan los límites mínimos y máximos de las variables TMS , I_{PU} , CO y TF . La ecuación (4.32) representa la curva de operación de los relés de sobrecorriente, la cual expresa la no linealidad del problema de coordinación afectando esta directamente la función objetivo y las restricciones (4.25) y (4.26).

Por otra parte, para establecer una relación directa entre la variable TF y el tiempo de operación de los fusibles t^F fue implementado un algoritmo como se comentó en la sección 4.1, el cual a partir del valor establecido de TF de cada fusible se selecciona el tipo de curva y a partir de un valor de corriente de falla se realiza una interpolación

lineal por tramos para calcular el tiempo de operación correspondiente. Este algoritmo es representado en la Figura 4.4.

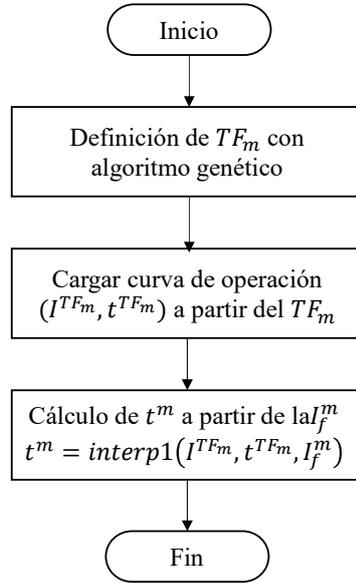


Figura 4.4: Diagrama de flujo para el cálculo del tiempo de operación de los fusibles.

Por otro lado, el algoritmo genético empieza creando una población inicial aleatoria. A partir de esa población, se van creando nuevas generaciones valorando cada uno de los individuos a partir de la función objetivo. Los individuos que obtengan mayor calificación son denominados parientes. A partir de técnicas de mutación, combinación o cruzamiento, son originados los hijos los cuales sustituirán a la población actual. El algoritmo se detendrá una vez alcance alguno de sus criterios de parada. Hay que tener en cuenta que este algoritmo presenta modificaciones dependiendo el tipo de problema a enfrentar, lineal, no-lineal, etc [95].

La codificación de cada individuo es dada por los parámetros de ajuste de cada relé TMS y I_{PU} , la selección de los fusibles y el tipo de curva de operación de los relés de sobrecorriente de tiempo inverso como se muestra en la Figura 4.5.

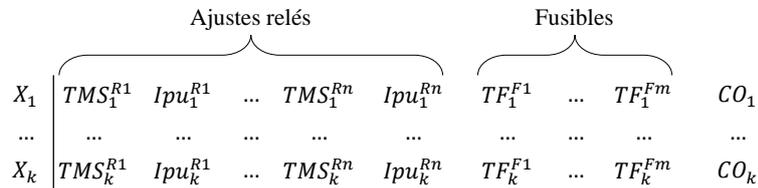


Figura 4.5: Composición de los individuos del algoritmo genético

Para todos los dispositivos de protección se selecciona la misma curva para evitar el cruzamiento entre las curvas de operación y pérdida de coordinación.

METODOLOGÍA

La estrategia de protección adaptativa propuesta consta de dos etapas. La etapa I corresponde a la determinación de los parámetros de ajustes de los relés de sobrecorriente para cada grupo de ajuste. En esta etapa, es donde se centra principalmente esta investigación para la búsqueda de los parámetros óptimos de estos dispositivos, como se explica en la sección 5.1. La etapa II consta de la actualización del grupo de ajuste de los relés de sobrecorriente direccionales en tiempo real. Esta etapa se explica en la sección 5.2, y presenta cómo la estrategia puede ser implementada según la infraestructura de control y automatización que posea las ADNs.

5.1 DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS DE AJUSTE DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

Esta etapa está conformada por cuatro pasos, como se muestra en la Figura 5.1. Los numerales del 5.1.1 al 5.1.4 presentan de manera detallada cada una de las etapas.

5.1.1 Paso 1: Modelado y simulación de la ADN

En este paso se modela y simula la ADN para llevar a cabo los estudios de flujo de potencia y análisis de cortocircuito bajo las diferentes condiciones operativas del sistema. Con estos estudios se obtiene la información principal para realizar el ajuste y coordinación de los dispositivos de protección. Sin embargo, la información recolectada depende de las características a utilizar con las técnicas de clustering, como se presentó con anterioridad en Tabla 4.2.

De la investigación realizada en [83], se determinó que la base de datos que mejor representa los escenarios de operación para el agrupamiento y coordinación de las protecciones, fue la base de datos de corrientes de cortocircuito máximas vista por cada relé. Cabe resaltar, que la metodología solo realiza el ajuste de la unidad de fase de los dispositivos de protección de sobrecorriente. Sin embargo, esta puede ser adaptada para realizar el ajuste de las unidades fase-tierra, con solo considerar el factor de desequilibrio y las corrientes de cortocircuito de fase-tierra. Por lo tanto, para el ajuste de las unidades de fase, las corrientes de cortocircuito máximas fueron determinadas a partir de la simulación de fallas trifásicas sólidas en el nodo de instalación de cada relé.

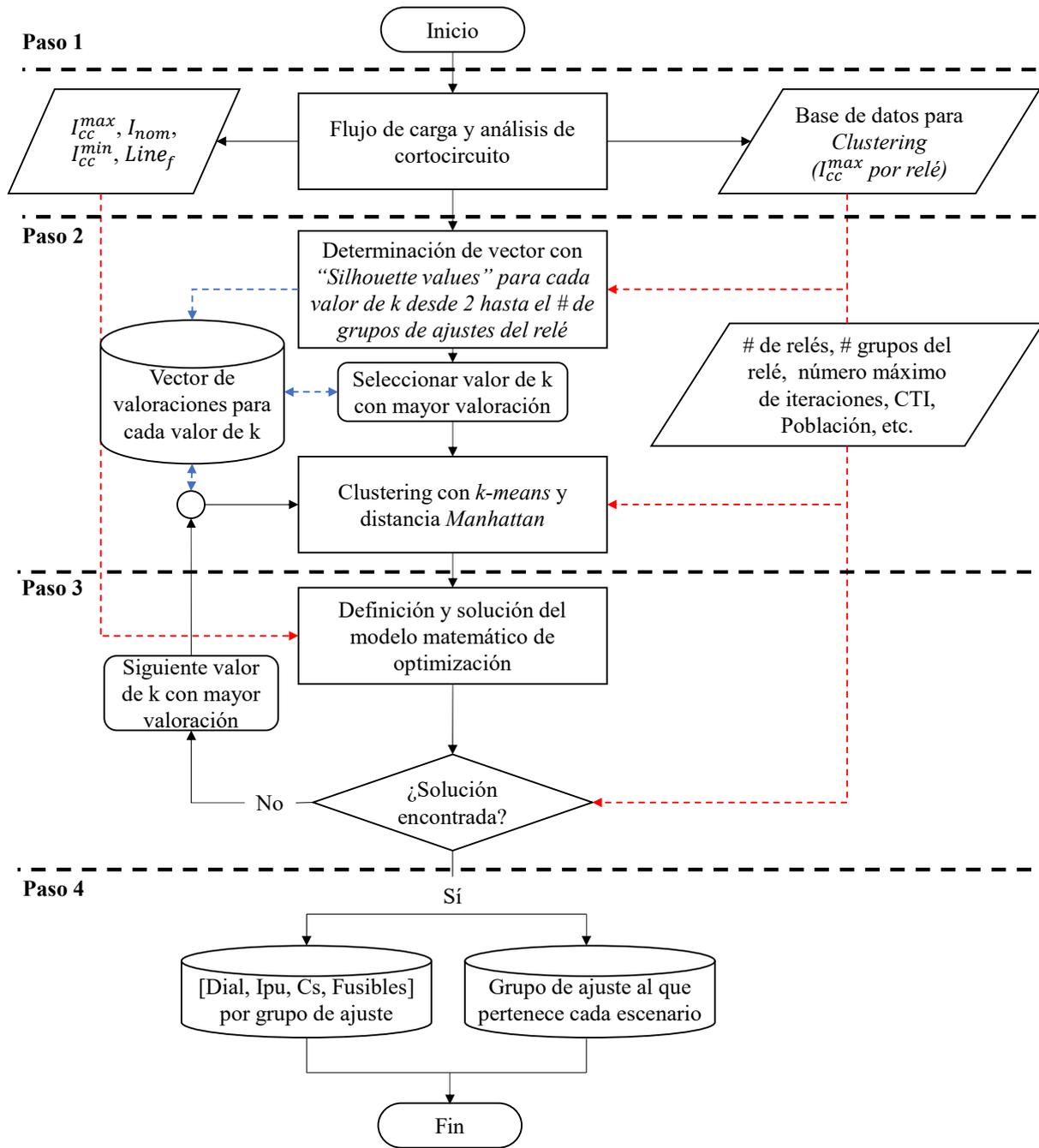


Figura 5.1: Diagrama de flujo para la determinación de los parámetros de ajuste de los dispositivos de protección

Por otro lado, para los valores de corriente de cortocircuito mínimas, se simularon fallas bifásicas sólidas en el extremo más lejano de su zona de protección. Las corrientes nominales, se obtienen a partir de la simulación del flujo de carga en cada uno de los escenarios de operación, teniendo en cuenta la dirección del flujo de potencia.

5.1.2 Paso 2: Proceso de agrupamiento

Después de caracterizar debidamente cada escenario de operación, se debe realizar el agrupamiento de los escenarios. Para ello se requiere definir dos aspectos importantes: la caracterización de los escenarios realizada en el paso anterior y la selección de la técnica de *clustering*. En [83] este autor demuestra que la técnica de *k-means* con distancia *Manhattan* o *city-block* presenta el mejor desempeño para el agrupamiento de escenarios de operación para el desarrollo de estrategias de protección. Después de seleccionada la técnica de *clustering*, se determina el valor óptimo de grupos (k), mediante la métrica de evaluación *Silhouette value* [96]. Para esta investigación se utilizó la función *evalclusters* de Matlab [97]. Por último, se selecciona el valor óptimo de k como aquel que presenta el mayor valor de *Silhouette value* y también se almacena los valores de *Silhouette value* cuando es variado el número de grupos de ajuste en un vector K .

5.1.3 Paso 3: Definición y solución del modelo matemático de optimización

Como resultado del proceso de agrupamiento se obtienen la información de los escenarios que están agrupados en cada cluster. Para cada uno de estos grupos se debe obtener el modelo matemático de optimización formulado en la sección 4.1 y reescribirlo de la forma canónica establecida en la sección 4.3. Para el modelo matemático de cada grupo de ajuste se determina una solución con la técnica metaheurística de algoritmos genéticos propuesta. En caso de que el algoritmo no logre encontrar una solución factible al problema con el valor de k óptimo, se procede a seleccionar de manera automática el siguiente valor de k con mayor valor de *silhouette value*, y se repite nuevamente el proceso desde el paso 2 hasta encontrar una solución factible como se muestra en el diagrama de flujo de la Figura 5.1.

5.1.4 Paso 4: Almacenamiento de información de parámetros de ajuste

Una vez es encontrada una solución para el problema de coordinación del paso anterior, se procede a almacenar la información correspondiente a los parámetros de los relés y la asignación de cada escenario a su respectivo grupo de ajuste. Esta información es obtenida como resultado de la aplicación de las técnicas de agrupamiento y de la solución del problema de coordinación por medio del algoritmo genético. En el paso 3 es descrito como a partir de la solución al problema de optimización, se obtiene el TMS , la I_{PU} , el CS para cada relé y los tipos de fusibles que deben ser seleccionados. Por otro lado, del proceso de agrupamiento descrito en el paso 2, se determina a que grupo de ajuste pertenece cada uno de los escenarios de operación. Con el almacenamiento de toda esta información finaliza la determinación de los parámetros de ajuste, para poder realizar la actualización de los grupos de ajustes de los dispositivos dependiendo el estado operativo en el que se encuentra la red de distribución.

5.2 ACTUALIZACIÓN DE GRUPO DE AJUSTE EN TIEMPO REAL

Esta etapa consta de tres pasos como se observa en la Figura 5.2. Su implementación depende de la infraestructura de control y automatización que posea el sistema de distribución, especialmente de su sistema de comunicación, el cual puede ser centralizado, descentralizado o sin comunicación. Estos sistemas son explicados con mayor detalle en los numerales de 5.2.1 a 5.2.3. Posterior a la identificación del estado de operación, se debe determinar a qué grupo de ajuste corresponde. Después, se realiza la comparación entre el grupo de ajuste actual y el que se determinó en el paso anterior. En caso de tener grupos diferentes, se debe realizar el ajuste a todos los dispositivos de protección para poder actualizar el esquema de protección y pueda garantizarse una correcta coordinación y operación ante un evento de falla.

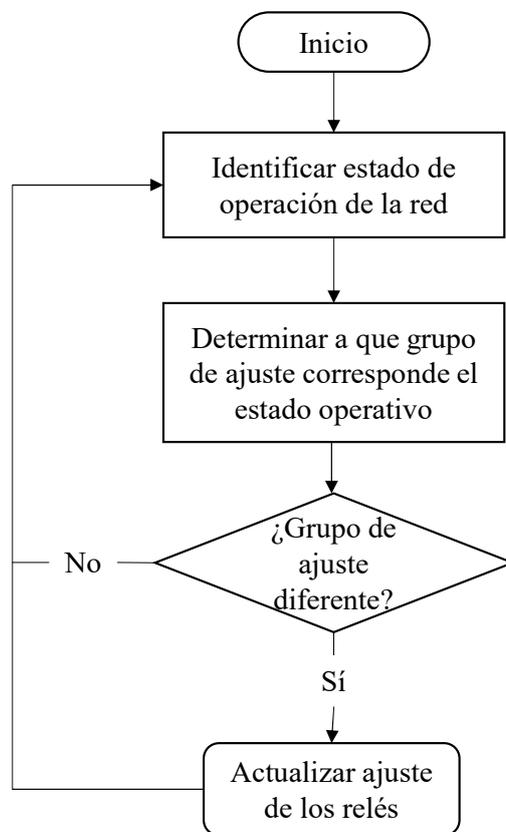


Figura 5.2: Diagrama de flujo de actualización de ajustes de los relés

Tenga en cuenta que en esta investigación no se realizó la implementación de la estrategia en un sistema de distribución real. Sin embargo, se analizaron tres escenarios en los que se podría realizar su implementación, como se detalla en los numerales de 5.2.1 a 5.2.3.

5.2.1 *Sistema de comunicación centralizada*

Para identificar el estado operativo de la red por medio de esquemas de comunicación centralizada, es necesario contar con un sistema de control central SCADA [33], o algún otro sistema basado en protocolo IEC 61850 [98], o similar. Estos deben tener un monitoreo constante de los estados operativos de la GD, como también del estado de los equipos de interrupción y seccionamiento para poder determinar en qué escenario de operación se encuentra la red. Además, el sistema de comunicación debe contar con acceso directo a los dispositivos de protección para realizar los cambios de grupos de ajustes preestablecidos cada vez que la red lo requiera [24].

Este tipo de sistema presenta una alta velocidad de operación y confiabilidad. No obstante, su implementación puede tener un costo elevado, ya que se requiere de un sistema de comunicación robusto y redundante para evitar la indisponibilidad del sistema de comunicación. Lo anterior, corresponde a la principal desventaja de esta arquitectura, dado que, a pesar de ser robusto, el sistema de protección depende fuertemente de la disponibilidad del sistema de comunicación [23].

5.2.2 *Sistema de comunicación descentralizada*

Este tipo de propuesta como se documenta en [15], consiste en la comunicación de subestaciones adyacentes para enviar la información de generación y de desconexiones de componentes. Este proceso se realiza de subestación en subestación para determinar el estado operativo del sistema y poder realizar los ajustes de los dispositivos de protección. A diferencia del sistema de comunicación centralizada, este es menos susceptible a fallar, dado que la caída de uno de los terminales de comunicación de una subestación no implica la pérdida de todo el sistema de comunicación para poder determinar el estado de operación.

5.2.3 *Sin comunicación*

Para la identificación del escenario de operación de la red sin el uso de sistemas de comunicación se propone el uso de técnicas de aprendizaje de máquina, el cual realiza esta tarea por medio de medidas locales como tensiones, corrientes, ángulos de tensiones, ángulos de corrientes, entre otros. En [99] se presenta una técnica de selección y ajuste de características basado en un optimizador multiverso para la mejora de un modelo de aprendizaje de máquina, que tiene como objetivo la detección de la topología del sistema a partir de medidas locales y no depende de la disponibilidad del sistema de comunicaciones. De los resultados obtenidos de la implementación de esta estrategia, se evidenció una precisión superior al 96%. De lo anterior, se evidencia un alto potencial para el desarrollo de esquemas de protección adaptativas que no dependan de la disponibilidad de un sistema de comunicación robusto, dado que este tipo de estrategias de detección de estados operativos pueden operar como respaldo cuando el sistema de comunicación no esté disponible.

CASO DE ESTUDIO Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

El caso de estudio y el análisis de los resultados son presentados en este capítulo. El objetivo es validar la estrategia de protección desarrollada basada en el uso de técnicas de clustering y optimización; y demostrar que ésta presenta un mejor desempeño que las estrategias de sobrecorriente tradicionales cuando se consideran las condiciones operativas de las ADNs. Para esto, se toma un caso de referencia donde se ajusta el sistema de protección para el caso de estudio con una estrategia de protección convencional, basada en optimización. Posterior a esto, se presenta los resultados de la estrategia de protección propuesta y su comparación con el caso de referencia.

6.1 CASO DE ESTUDIO

La estrategia de protección propuesta es validada en el sistema IEEE 34 nodos modificado el cual se muestra en la Figura 6.1. Este sistema está localizado en el estado de Arizona y opera a un nivel de tensión nominal de 24,9 kV. En [100] se describe el sistema original y se presentan sus parámetros. El sistema está compuesto por líneas trifásicas y monofásicas, múltiples laterales, líneas no homogéneas, cargas desbalanceadas y fue modificado mediante la integración de cinco DERs: cuatro (4) DERs basadas en interfaces de electrónica de potencia (sistemas fotovoltaicos) en los nodos 812, 848, 854, 840 y un (1) DER basado en generadores sincrónicos en el nodo 834. Además, se incluyeron cuatro interruptores de seccionamiento (SW1-SW3, SMR1) para realizar diferentes cambios de topología y la integración de una microrred dentro de la ADN.

Con respecto a los dispositivos de protección, se tuvieron en cuenta en la estrategia propuesta veinticuatro relés de sobrecorriente direccionales SIPROTEC 5 7SJ82 de la marca SIEMENS [50] y seis fusibles con las especificaciones de la empresa SC ELECTRIC COMPANY [75] como fue mencionado en la sección 4.1.1. La distribución de estos dispositivos se puede apreciar en la Figura 6.1. Los requisitos de diseño del sistema de protección son presentados en la Tabla 6.1.

Los parámetros de ajuste del Algoritmo Genético son presentados en la Tabla 6.2 [101].

6.1.1 Escenarios de operación

Se contemplan treinta y tres (33) escenarios de operación que combinan la entrada y la salida de la generación con cambios topológicos. Para la entrada y salida de DER, se tienen

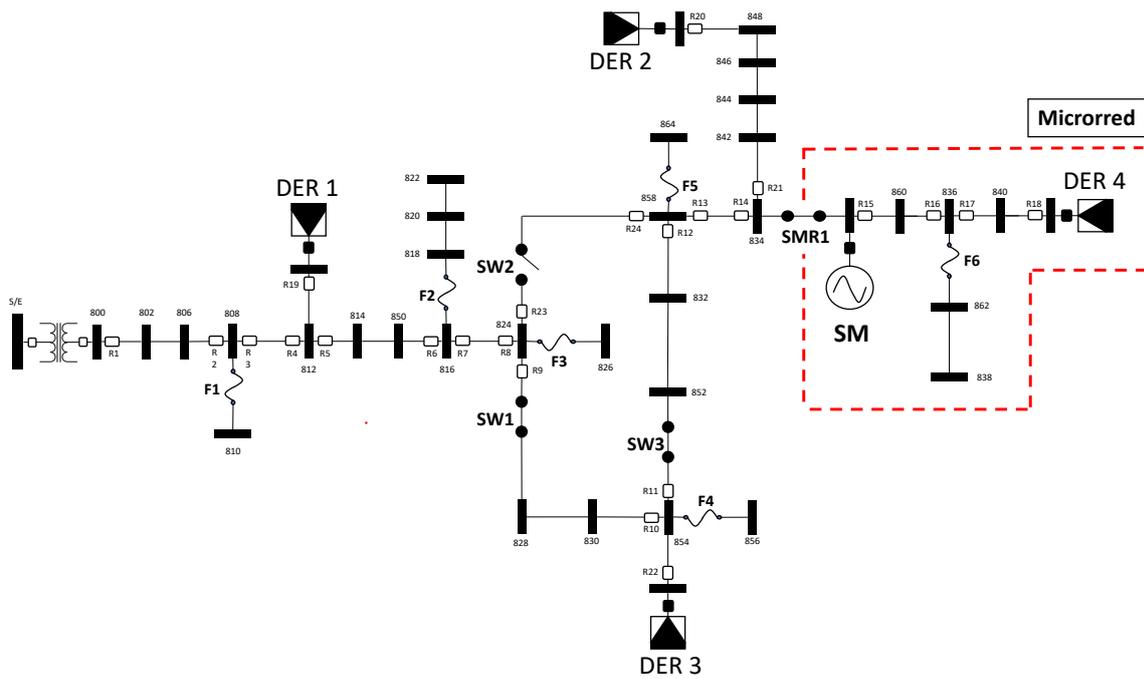


Figura 6.1: Alimentador de prueba IEEE-34 nodos modificado

Tabla 6.1: Requisitos de diseño del sistema de protección

Requisitos de diseño	Valor
Factor de crecimiento de la demanda $\Delta C(\%)$	5%
Tiempo proyectado del sistema de protecciones	4 años
Factor de sobrecarga para la corriente mínima I_{min}	1.25
Tiempo mínimo de operación de los relés de sobrecorriente	2 ciclos
Intervalo de ajuste del TMS o $DIAL$	0s a 2s
Intervalo de tiempo de coordinación (CTI)	0.2s

Tabla 6.2: Parámetros de ajuste del algoritmo genético

Parámetro	Valor
<i>PopulationSize</i>	400
<i>CrossoverFraction</i>	0.8
<i>EliteCount</i>	0.05
Tolerancia	1e-3

5 DER, para las cuales, en la Tabla 6.3 se indican que están conectados por medio de su estado en “1” y que se encuentra desconectado, mediante su estado en “0”. De la misma manera, para los cambios topológicos, se evalúan seis topologías con la apertura y el cierre de los interruptores SW1 a SW3, como se presenta en la Tabla 6.3, donde “0” indica que el interruptor está abierto y “1” que está cerrado. La operación de la microrred también es considerada a partir del cierre o apertura del interruptor SMR1, respectivamente.

Tabla 6.3: Escenarios contemplando cambios topológicos y salida de generadores

Escenario	Topología	Generación	DER1	DER2	DER3	DER4	SM	SW1	SW2	SW3	SMR1
1	1	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1
2	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	1
3	1	2	1	0	1	1	1	1	0	1	1
4	1	3	1	1	0	1	1	1	0	1	1
5	1	4	1	1	1	0	1	1	0	1	1
6	1	5	1	1	1	1	0	1	0	1	1
7	2	0	1	1	1	1	1	1	1	0	1
8	2	1	0	1	1	1	1	1	1	0	1
9	2	2	1	0	1	1	1	1	1	0	1
10	2	3	1	1	0	1	1	1	1	0	1
11	2	4	1	1	1	0	1	1	1	0	1
12	2	5	1	1	1	1	0	1	1	0	1
13	3	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1
14	3	1	0	1	1	1	1	0	1	1	1
15	3	2	1	0	1	1	1	0	1	1	1
16	3	3	1	1	0	1	1	0	1	1	1
17	3	4	1	1	1	0	1	0	1	1	1
18	3	5	1	1	1	1	0	0	1	1	1
19	4	0	1	1	1	1	1	1	0	1	0
20	4	1	0	1	1	1	1	1	0	1	0
21	4	2	1	0	1	1	1	1	0	1	0
22	4	3	1	1	0	1	1	1	0	1	0
23	4	4	1	1	1	0	1	1	0	1	0
24	5	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0
25	5	1	0	1	1	1	1	1	1	0	0
26	5	2	1	0	1	1	1	1	1	0	0
27	5	3	1	1	0	1	1	1	1	0	0
28	5	4	1	1	1	0	1	1	1	0	0
29	6	0	1	1	1	1	1	0	1	1	0
30	6	1	0	1	1	1	1	0	1	1	0
31	6	2	1	0	1	1	1	0	1	1	0
32	6	3	1	1	0	1	1	0	1	1	0
33	6	4	1	1	1	0	1	0	1	1	0

6.1.2 Especificaciones de hardware y software

La estrategia de protecciones desarrollada fue implementada en el software Matlab 9.13.0.2049777 [102] y fue ejecutado en un computador portátil con procesador Intel Core i5- 8300H CPU@2.30GHz y 16 Gb de memoria RAM. Para la realización de los flujos de carga y análisis de cortocircuito del sistema de prueba IEEE 34 nodos modificado expuesto en la sección 6.1, fue utilizada la herramienta ATPDraw 7.2 [103]. La información del flujo de carga y de cortocircuito se extrae en forma de archivos de texto .CSV, los cuales contienen las estampas de tiempo de los eventos simulados. Esta información fue procesada mediante el software Python 3.10.7 haciendo uso del paquete *mean_squared_error* de *sk-learn.metrics* para el cálculo de los valores RMS de las señales y los paquetes *os*, *pandas*,

csv y *xlswriter* para extraer y condensar la información en un archivo *.xlsx*, para posteriormente ser ingresada en el software de programación *Matlab* donde está programada la estrategia de protección.

6.2 CASO DE REFERENCIA: AJUSTE Y COORDINACIÓN DE DISPOSITIVOS DE SOBRECORRIENTE MEDIANTE TÉCNICAS BASADAS EN OPTIMIZACIÓN

En esta sección se plantea el problema de protección como un problema de optimización, como se mostró en la sección 4.1. Se encuentra una solución al problema de optimización mediante la técnica metaheurística de algoritmos genéticos descrita en la sección 4.3, teniendo en cuenta los escenarios operativos presentados en la sección 6.1.1. Para analizar el desempeño del método, se registra la sumatoria de tiempos de operación o resultado de la función objetivo y el número de violación a restricciones como se observa en la Tabla 6.4.

Tabla 6.4: Resultados de tiempo de operación y violaciones sin agrupamiento

Iteración	$\sum t_{op}$ [s]	Violaciones
1	4096.3	191
2	4519.9	56
3	4846.2	42
4	4524.2	191
5	4764.2	54
6	4346.9	187
7	4367.8	189

Esta tabla muestra un resumen de los resultados obtenidos para siete iteraciones del algoritmo genético. Se observa que la técnica de optimización no logró determinar una solución factible, dado que, en todas sus generaciones, se violaron restricciones. En promedio la sumatoria de tiempos de operación de los dispositivos fue de 4495.1 segundos. Este valor se toma como referencia para comparar los resultados obtenidos con la técnica de protección propuesta.

Como ejemplo, en la Figura 6.2 se observan las curvas de operación del dispositivo de protección R8 que brinda protección principal a la línea 824-816 y el dispositivo de protección R10, que le brinda protección de respaldo. Para una falla trifásica en el punto de instalación del relé R8, en el escenario de operación número uno (1) se nota una pérdida de coordinación de estos dos dispositivos, dado que el tiempo de coordinación entre ellos es de 0.11747 s, el cual es menor al CTI que es de 0,2 s. Esto muestra la violación de la restricción (4.25).

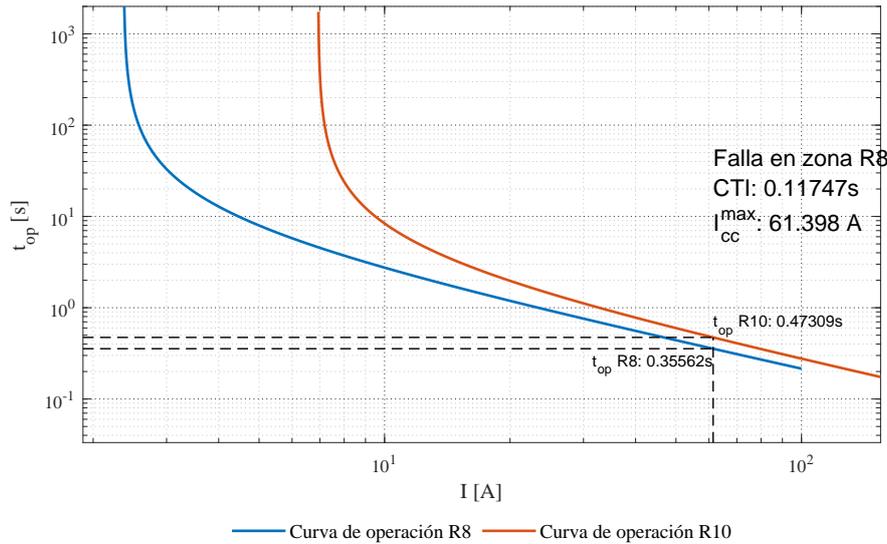


Figura 6.2: Coordinograma Relé 8 y 10 sin técnica de agrupamiento, escenario 1.

6.3 AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE USANDO LA ESTRATEGIA DE PROTECCIÓN PROPUESTA

Después de evidenciar la necesidad de aplicar técnicas de protección que se adapten a las condiciones operativas de las ADNs, se aplica la metodología propuesta en el Capítulo 5 al sistema IEEE 34 nodos modificado (véase sección 6.1), bajo las mismas condiciones y escenarios considerados para el caso de referencia de la sección pasada.

6.3.1 Paso 1: Modelado y simulación de la ADN

En este paso se simuló la red de prueba descrita en la sección 6.1, llevando a cabo los estudios de flujo de potencia y análisis de cortocircuito para los distintos escenarios de operación mostrados en la Tabla 6.3. Para extraer la información de las corrientes de cortocircuito máximas de cada relé de protección, se simularon fallas trifásicas en el extremo más cercano de su zona de protección, esta información es necesario tanto para el proceso de clustering, como para la coordinación entre los dispositivos de protección. Por su parte las corrientes de cortocircuito mínimas fueron encontradas al simular fallas bifásicas en el extremo más lejano de la zona de protección de los dispositivos dependiendo si brindan o no protección de respaldo. Toda esta información, en conjunto con la obtenida del flujo de carga es necesaria para la ejecución de la estrategia propuesta.

6.3.2 Paso 2: Clustering

Una vez se realizó la simulación del sistema de prueba y se caracterizó cada uno de los escenarios de operación, se procedió a realizar el proceso de clustering. Al aplicar la evaluación de "Silhouette value" para cada uno de los valores de k , se obtuvieron las calificaciones

mostradas en la Tabla 6.5, de los cuales el valor de k igual a 6 fue el que obtuvo el mejor puntaje y es el número de grupos óptimo para aplicar la técnica de clustering a los escenarios operativos. En caso de no encontrar solución al problema de coordinación en el último paso de la metodología, el siguiente valor de k para realizar el agrupamiento de los datos sería 6 por tener la siguiente mejor calificación.

Tabla 6.5: Métrica *silhouette value* para los distintos valores de k .

<i>Silhouette value</i>	0.8636	0.8219	0.7493	0.7074	0.6586	0.6134	0.4718
Valor k	6	7	5	8	3	4	2

Definido el número de grupos óptimo k , se aplica la técnica de *clustering k-means* con distancia *Manhattan*. Los resultados obtenidos, son mostrados en la Tabla 6.6.

Tabla 6.6: Agrupamiento de escenarios de operación.

Grupo	Escenarios						
1	19	20	21	22	23		
2	13	14	15	16	17	18	
3	24	25	26	27	28		
4	29	30	31	32	33		
5	1	2	3	4	5	6	
6	7	8	9	10	11	12	

Esta tabla presenta cómo quedaron distribuidos los treinta y tres (33) escenarios de la Tabla 6.3 dentro de los seis (6) grupos de ajuste.

6.3.3 Paso 3: Solución al problema de optimización

Después de obtener la distribución de los escenarios dentro de cada grupo con la técnica de *clustering*, se formula el problema de coordinación como un problema de optimización para cada uno de los grupos, con el fin de obtener los ajustes de los dispositivos de protección. Luego, se resuelve el problema de optimización para cada grupo mediante la técnica metaheurística de algoritmos genéticos. Esta técnica logró estimar una solución a cada uno de los problemas de optimización sin violar ninguna restricción. En la Tabla 6.7 se evidencia la sumatoria de los tiempos de operación para cada uno de los grupos de escenarios. También, se presenta la sumatoria de los tiempos de cada grupo. Esta sumatoria es 1638.4 segundos, la cual representa aproximadamente una tercera parte de los tiempos obtenidos en la sección 6.2. Además, los ajustes determinados de la solución estimada corresponden a una solución factible, lo cual indica que no se viola ninguna de las restricciones en el problema de coordinación. Esto a su vez garantiza que los intervalos de tiempo de coordinación entre los dispositivos de protección cumplan con el CTI de 0.2 s.

De igual forma que para el caso de referencia de la sección 6.2, la Figura 6.3 presenta las curvas de operación de los dispositivos de protección R8 y R10. Para evaluar la correcta coordinación de estos dos dispositivos se toma el mismo escenario y condición de falla

Tabla 6.7: Sumatoria de tiempos de operación de los dispositivos de sobrecorriente de cada grupo.

Grupo	$\sum t_{op}$ [s]
1	250.9
2	340.4
3	240.5
4	226.4
5	319.5
6	303.6
Total	1681.3

que para el caso de referencia y se determina el tiempo de coordinación entre los dos dispositivos. Como se evidencia en la figura, este tiempo es de 0.21369 s el cual es mayor que el CTI. Esto demuestra el cumplimiento de la restricción (4.25).

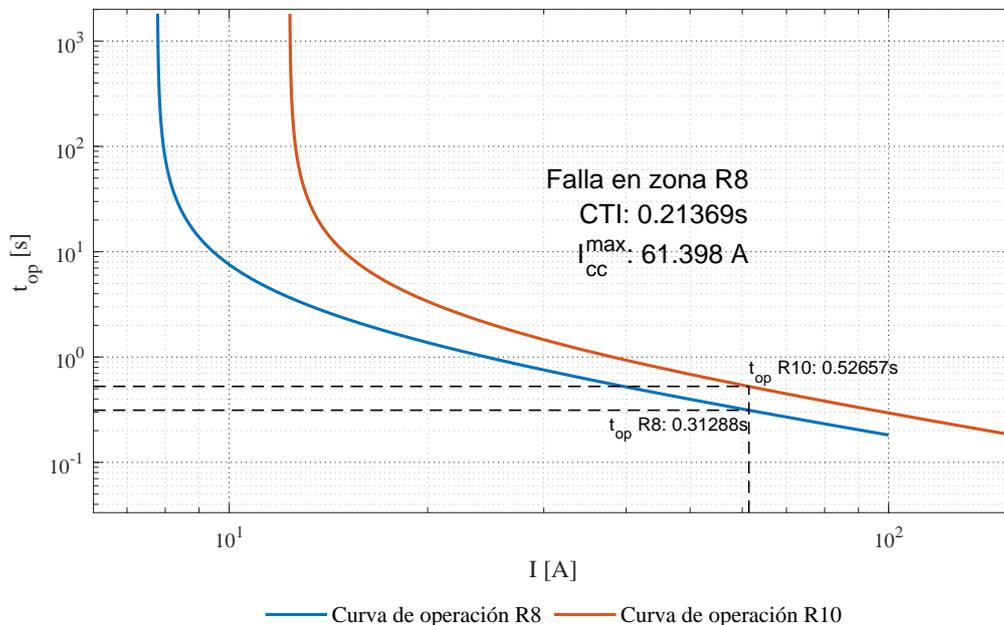


Figura 6.3: Coordinograma Relé 8 y 10: Escenario operativo 1

Ahora bien, de la Figura 6.4 hasta la Figura 6.7 se pueden apreciar los coordinogramas de las parejas de dispositivos de protección primaria y de respaldo, pertenecientes al escenario de operación número uno (1) el cual hace parte del grupo de ajuste número cinco (5) según la Tabla 6.6. En estas figuras se logra apreciar como se da el cumplimiento de la restricción (4.25) entre relés de sobrecorriente.

Adicionalmente, en lo que respecta a la coordinación entre relés y fusibles se muestra en la Figura 6.8 el coordinograma entre el fusible seis (6) que brinda protección principal al ramal desde el nodo 836 al 838 y los relés quince (15) y dieciocho (18), que le brindan protección de respaldo. Los demás coordinogramas pertenecientes al escenario operativo uno (1) entre los dispositivos de protección, se encuentran en el apéndice A.

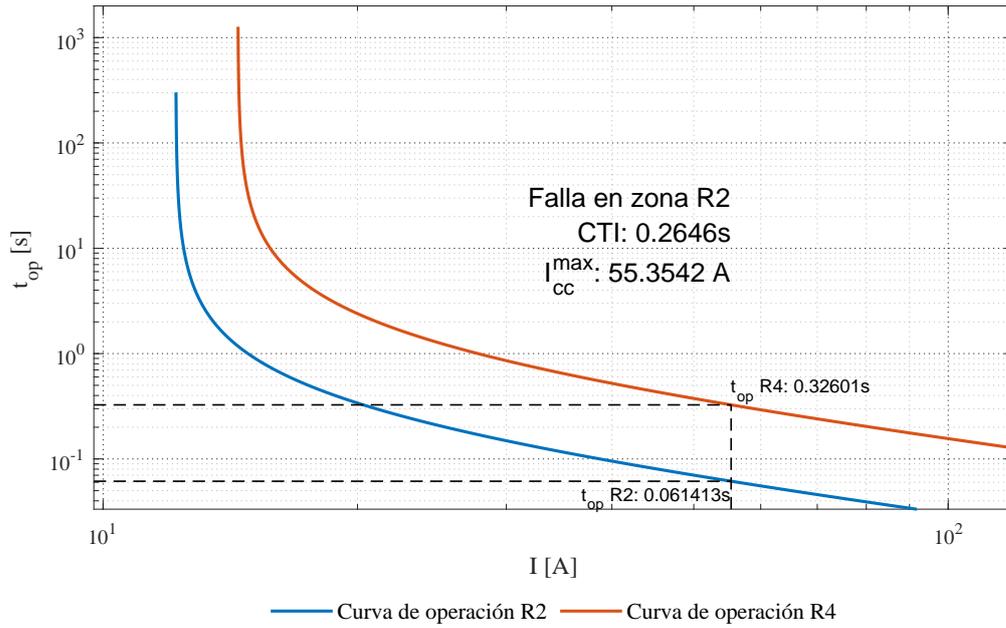


Figura 6.4: Coordinograma entre Relé 2 y 4: Escenario operativo 1

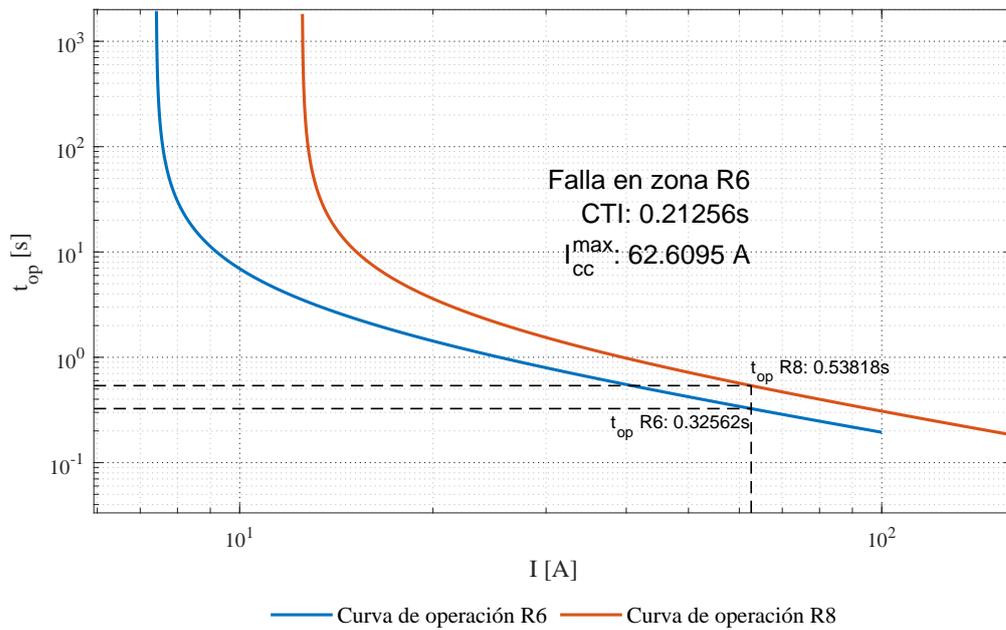


Figura 6.5: Coordinograma Relé 6 y 8: Escenario operativo 1

De igual manera, para verificar la efectividad de la estrategia ante la entrada y salida de microrredes, se toma como referencia el escenario diecinueve (19), el cual esquemáticamente es similar al escenario número uno (1) pero cuenta con la apertura del interruptor *SMR1*, para desconectar la MR de la red de distribución. De la Figura 6.9 hasta la Figura 6.11 se muestran los coordinogramas de los relés 15, 16, 17, 18 y el fusible 6, los cuales se encuentran protegiendo la microrred y son los dispositivos de protección que sufren los

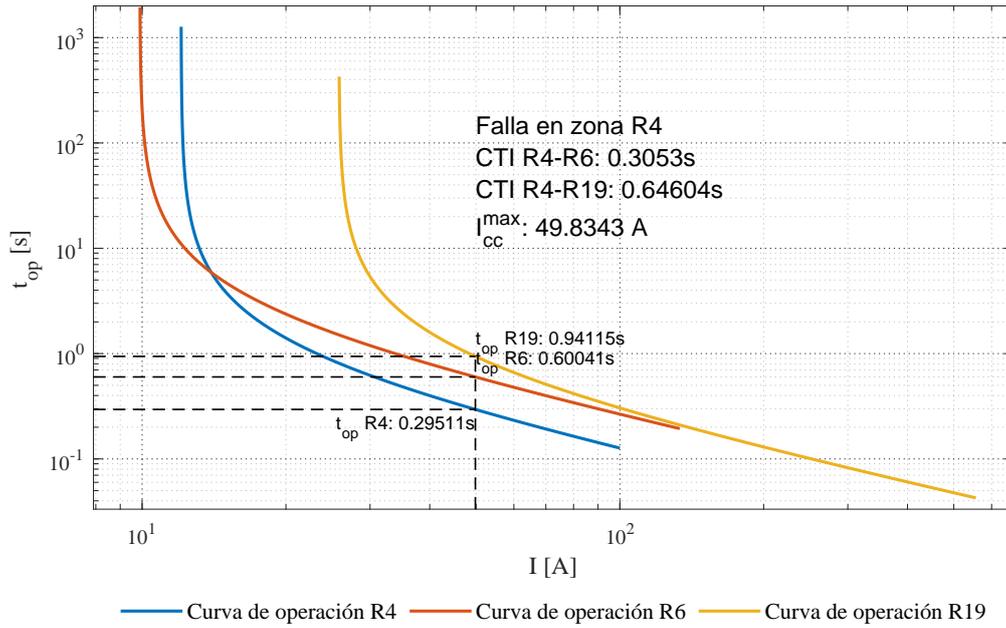


Figura 6.6: Coordinograma Relé 4 , 6 y 19: Escenario operativo 1

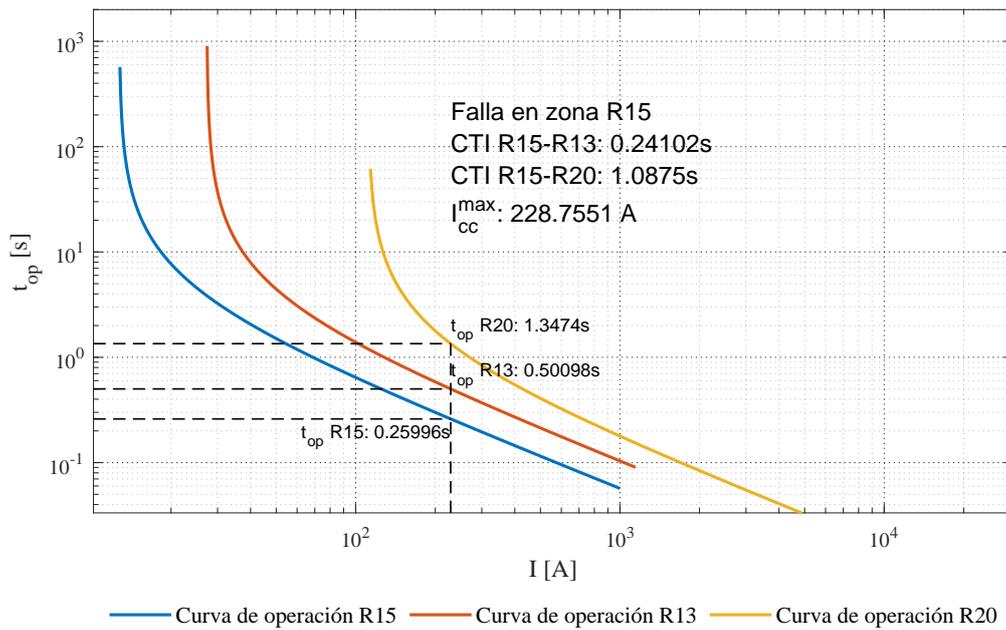


Figura 6.7: Coordinograma Relé 15, 13 y 20: Escenario operativo 1

mayores cambios de corrientes de cortocircuito al pasar de estar conectado a desconectarse de la red. En estos coordinogramas se logra evidenciar el cumplimiento de las restricciones (4.25), (4.26) y la correcta coordinación entre los dispositivos de protección.

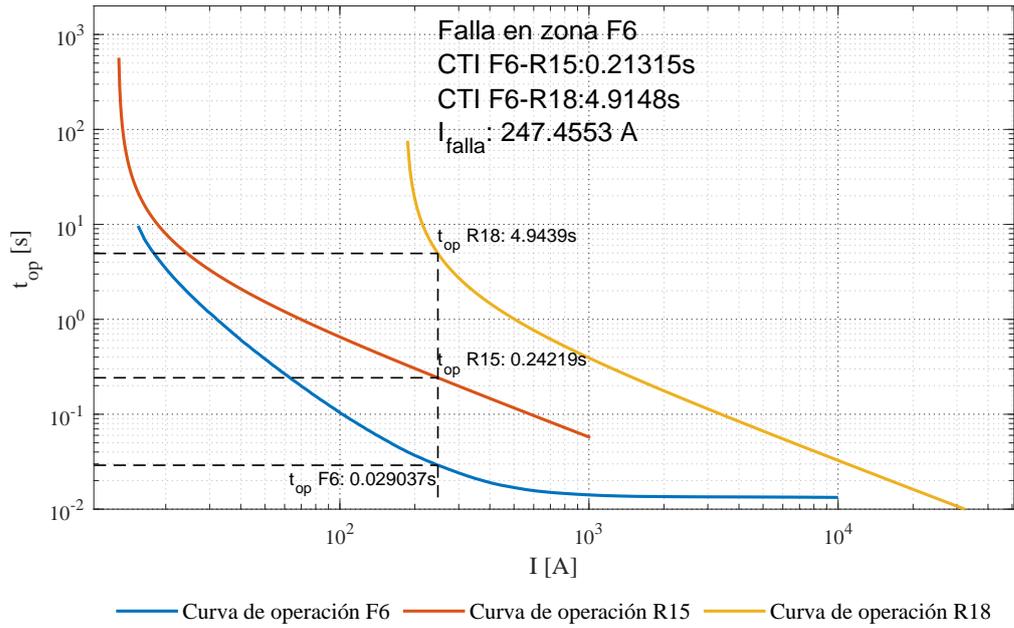


Figura 6.8: Coordinograma Fusible 6 con Relés 15 y 18: Escenario operativo 1

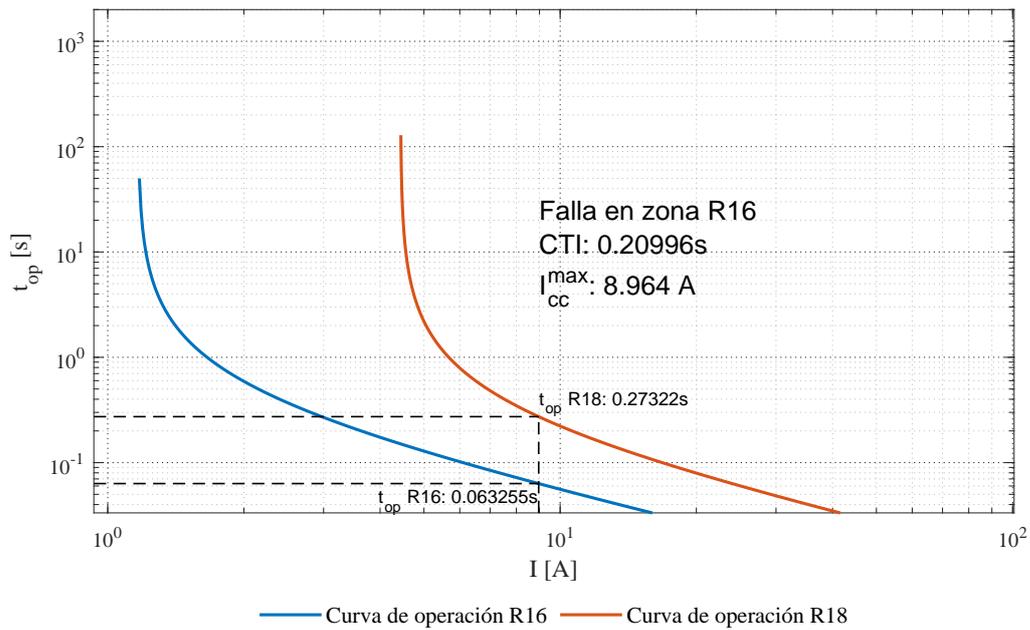


Figura 6.9: Coordinograma Relé 16 y 18: Escenario operativo 19

6.3.4 Paso 4: Almacenamiento de datos de ajuste

La estrategia de protección propuesta estima como resultado los escenarios que son considerados en cada grupo, como se presenta en la Tabla 6.6, y los ajustes de protección para cada relé y fusible para cada grupo, como se muestra en las Tabla 6.8 y 6.9.

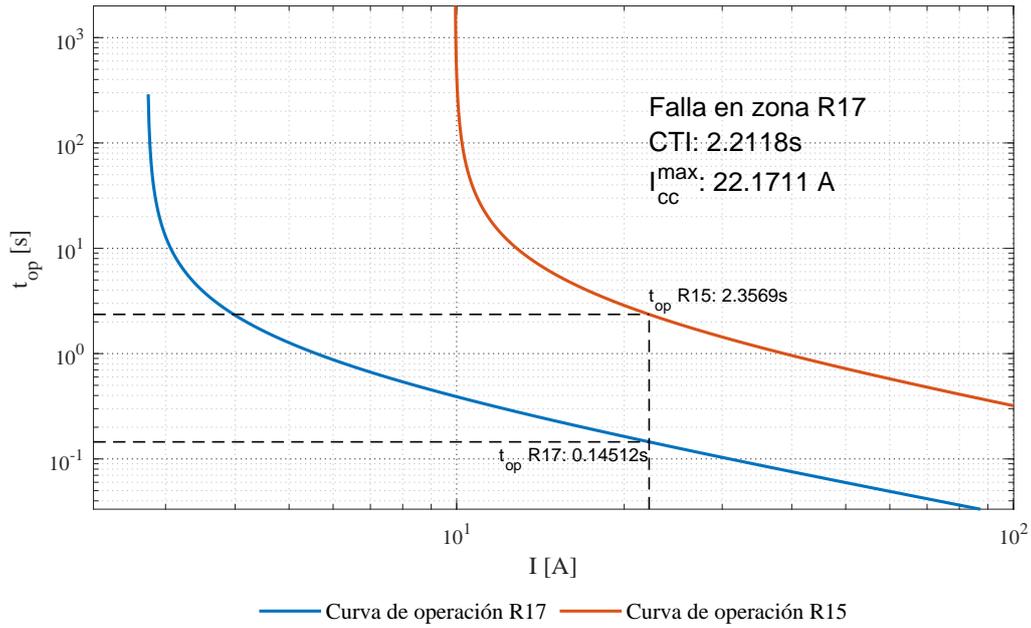


Figura 6.10: Coordinograma Relé 17 y 15: Escenario operativo 19

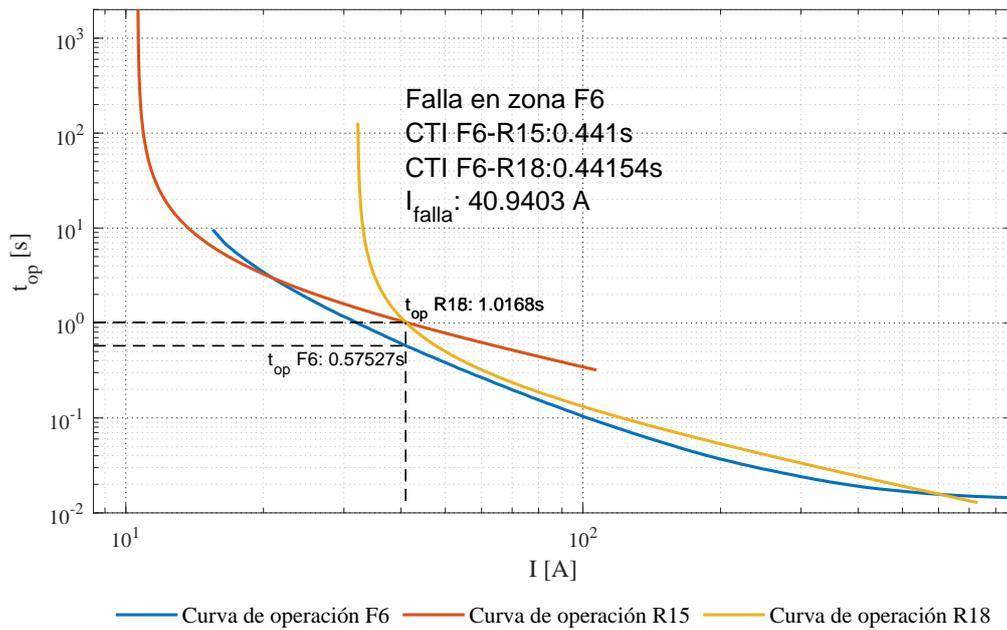


Figura 6.11: Coordinograma Fusible 6 con Relés 15 y 18: Escenario operativo 19

El almacenamiento de la información depende de la arquitectura de control y automatización de sistema, especialmente de su sistema de comunicación, como se mencionó en la sección 5.2. En caso de una arquitectura centralizada, los ajustes y los escenarios por grupo pueden ser almacenados en el centro de control. Los ajustes para cada grupo presentados en la Tabla 6.8, son cargados a cada relé. Esto se puede hacer desde el centro de control, mediante la interfaz hombre máquina de cada relé. Los escenarios por cada grupo son

Tabla 6.8: Parámetros de ajuste de los dispositivos de sobrecorriente.

Relay	Grupo 1		Grupo 2		Grupo 3		Grupo 4		Grupo 5		Grupo 6	
	Curva: IEC MI		Curva: IEC IE		Curva: IEC MI							
	TMS	I_{PU} [A]										
R1	0,588	59,227	0,672	58,065	0,535	32,509	0,426	75,68	0,507	70,914	0,744	48,709
R2	0,017	7,122	0,052	11,212	0,013	6,747	0,018	6,666	0,016	12,189	0,015	10,730
R3	0,711	39,993	0,479	62,471	0,336	59,994	0,553	46,935	0,641	43,451	0,485	54,013
R4	0,049	7,214	0,097	11,304	0,048	6,842	0,052	6,762	0,068	12,062	0,097	10,632
R5	0,429	46,81	0,37	60,647	0,315	48,2	0,33	57,154	0,33	60,963	0,414	48,220
R6	0,27	2,396	0,242	7,044	0,145	2,417	0,277	2,208	0,18	7,409	0,222	7,295
R7	0,427	36,48	0,661	28,758	0,299	33,166	0,475	32,872	0,575	29,074	0,450	35,292
R8	0,182	2,578	0,214	7,392	0,153	2,588	0,184	2,364	0,16	7,782	0,208	7,673
R9	0,503	24,404	0,883	0	0,19	2,216	0,865	0	0,564	24,573	0,873	2,226
R10	0,157	2,674	0,435	2,09	0,089	4,45	0,425	2,08	0,155	7,977	0,055	4,473
R11	0,327	25,025	0,149	2,9	0,891	0	0,135	2,856	0,241	39,439	1,431	0,000
R12	1,092	0,406	0,441	10,427	0,07	1,023	0,296	13,52	0,325	5,007	0,956	1,031
R13	0,203	22,293	0,302	30,002	0,191	22,583	0,27	20,36	0,274	23,802	0,326	25,469
R14	0,077	3,684	0,447	5,288	0,131	2,763	0,145	2,723	0,289	6,573	0,354	5,346
R15	0,215	9,92	0,202	29,824	0,199	10,531	0,218	9,793	0,327	12,713	0,456	11,591
R16	0,031	1,165	0,353	1,986	0,018	1,165	0,04	1,165	0,544	1,418	0,377	1,630
R17	0,075	2,783	0,316	4,992	0,023	2,235	0,042	3,514	0,153	6,652	0,204	4,194
R18	0,021	4,402	0,117	4,505	0,03	4,402	0,022	4,402	0,13	4,307	0,096	4,512
R19	0,068	4,61	0,084	4,604	0,119	4,586	0,067	4,584	0,065	4,639	0,071	4,606
R20	0,079	4,25	0,101	4,508	0,103	4,48	0,079	4,48	0,106	4,309	0,087	4,515
R21	0,017	35,285	0,044	26,269	0,103	23,881	0,047	26,353	0,02	29,46	0,038	32,603
R22	0,052	4,51	0,066	4,844	0,111	4,433	0,062	4,817	0,072	4,547	0,072	4,457
R23	1,381	0	0,535	25,035	0,255	26,094	0,577	18,128	1,009	0	0,491	24,720
R24	0,567	0	0,229	7,551	0,109	2,669	0,156	2,421	0,677	0	0,269	5,227

Tabla 6.9: Tipos de fusibles para el esquema de protección

	Fusible 1	Fusible 2	Fusible 3	Fusible 4	Fusible 5	Fusible 6
Tipo	25K	20K	8K	10K	10K	6K

almacenados en el centro de control, el cual determina en tiempo real el escenario operativo del sistema. Este escenario se compara con los escenarios distribuido en la Tabla 6.6 para determinar el grupo de ajuste que deben tener los relés. Si el grupo de ajuste cambia comparado con el ajuste que poseen actualmente, se envía una señal de cambio de grupo de ajuste a todos los relés desde el centro de control.

Si la arquitectura de control y automatización de sistema es descentralizada, la información es almacenada en cada subestación. De igual manera que para la arquitectura centralizada, los ajustes de la Tabla 6.8 se cargan a cada grupo de los dispositivos de protección. La arquitectura de control y automatización determina en tiempo real la configuración del sistema y por tanto el escenario en el cual opera el sistema. Este proceso es más lento dado que cada subestación debe determinar si hubo un cambio en la configuración del sistema con la información local y de las subestaciones adyacentes. Determinado el escenario en el que opera el sistema, éste se compara con los escenarios distribuidos en la Tabla 6.6 para determinar el grupo de ajuste que deben tener los relés. Si el grupo de ajuste cambia

comparado con el ajuste que poseen actualmente, se envía una señal de cambio de grupo de ajuste a los relés desde cada centro de control de cada subestación.

Por último, si la arquitectura es sin comunicación o no está disponible en el momento que cambia la configuración del sistema, la información puede ser almacenada localmente en un hardware externo conectado al relé o en el mismo relé en caso de que éste lo permita. De igual forma, los ajustes de la Tabla 6.8 se cargan a cada grupo de los dispositivos de protección. Los escenarios de operación distribuidos en cada grupo pueden ser almacenados en un hardware externo que, a su vez, a partir de información local debe determinar el escenario en el que opera el sistema de distribución. En [99] se propone una estrategia para la detección del estado operativo del sistema usando información local. Determinado el escenario en el que opera el sistema, éste se compara con los escenarios distribuidos en la Tabla 6.6 para determinar el grupo de ajuste que debe tener el relé. Si el grupo de ajuste cambia comparado con el ajuste que posee actualmente, se envía una señal de cambio de grupo de ajuste. Dado que este proceso se realiza en cada relé, el desempeño de los dispositivos de protección depende del desempeño de la estrategia para determinar el escenario en que opera el sistema de distribución y por tanto el grupo de ajuste.

Como lo anteriormente expuesto está direccionado a la implementación de la estrategia de protección en un sistema real, los retos asociados a su puesta en marcha y la validación de su desempeño en tiempo real están fuera del alcance de esta investigación.

CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

Este capítulo presenta las conclusiones y trabajos futuros más relevantes de esta investigación. En la sección [7.1](#) se concluye en función a los objetivos definidos al comienzo de esta investigación, y el impacto tecnológico y social que ésta puede generar. Asimismo, se documenta en la sección [7.2](#) los trabajos futuros derivados de esta investigación.

7.1 CONCLUSIONES

El desarrollo de estrategias de protección para microrredes o redes de distribución activas como la presentada en esta investigación, tiene un alto impacto en la industria y en la sociedad. Las protecciones eléctricas son las encargadas de brindar seguridad principalmente a las personas, ya que estas son las que interactúan con los sistemas eléctricos de potencia. Además, una correcta coordinación de los dispositivos de protección garantiza el aislamiento de zonas donde se presente una falla, sin necesidad de desconectar todo el sistema, mejorando la confiabilidad. Es por ello que, en esta investigación, se formuló una estrategia de coordinación de protecciones eléctricas adaptativas de microrredes y redes de distribución activas de Corriente Alterna (CA), que considere los retos asociados a los esquemas de protección en estas nuevas redes.

De los resultados obtenidos en la sección [6.2](#), se pudo determinar que con las estrategias de coordinación tradicionales con un solo ajuste para la operación del sistema, no es posible garantizar coordinación entre los dispositivos de sobrecorriente. Se obtuvieron en promedio 130 violaciones a restricciones, sin obtener una solución factible al problema de optimización cuando se consideraron todos los escenarios de operación. Dichos estados operativos, fueron establecidos desde la caracterización de los factores más relevantes que afectan a los sistemas de protección en una Microrred (MR) y Redes de Distribución Activas (ADN de sus siglas en inglés: Active Distribution Networks) usando dispositivos de sobrecorriente.

Después de aplicar la estrategia de protección adaptativa propuesta, en la sección [6.3](#) se evidencia que es posible garantizar la coordinación entre los dispositivos de protección, ya que se encontró solución a los problemas de optimización planteados de cada grupo de ajuste sin violación de restricciones. Al cumplir con los límites y restricciones, se garantiza directamente los intervalos de tiempo de coordinación entre los dispositivos de protección primario y secundaria. Sin tener en cuenta la violación a restricciones, se obtuvieron tiempos de operación de las protecciones hasta dos veces menores que los obtenidos sin realizar

el agrupamiento de los escenarios. Adicionalmente, fue posible verificar la coordinación entre relés de sobrecorriente y los fusibles, haciendo más robusta la estrategia propuesta.

Finalmente, se pudo determinar que mediante el uso de técnicas de clustering y técnicas de optimización es posible formular estrategias de protección que presentan un mejor desempeño que las estrategias de sobrecorriente tradicionales bajo las condiciones operativas de las MRs y ADNs. Además, el desempeño de estas estrategias está ligado a muchos factores que deben ser analizados en detalle, como, por ejemplo: las técnicas de clustering para realizar el agrupamiento de los escenarios, la formulación del problema de optimización y su método de solución.

7.2 TRABAJO FUTURO

Con el fin de desarrollar estrategias de protecciones eléctricas cada vez más robustas, se identificaron aspectos de mejora para este trabajo de tesis:

- Contemplar la ocurrencia de fallas de alta impedancia dentro de la estrategia de coordinación.
- Aparte de considerar dispositivos de sobrecorriente como los relés y los fusibles, incluir además el uso de recloser o reconectores para el salvamiento de fusibles.
- Implementar la estrategia de coordinación dentro de un entorno de simulación o sistema de distribución real.
- Realizar una evaluación de desempeño de distintas técnicas de optimización para la formulación de estrategias de protección adaptativas.
- Incluir ajuste de unidad instantánea de los relés de sobrecorriente, para reducir los tiempos de operación del sistema de protección en general.
- Tener en cuenta distintas curvas de operación y número de grupos de ajustes, diferentes a los considerados en esta investigación.

COORDINOGRAMAS

En el presente apéndice se muestran los coordinogramas del escenario de operación número uno para soportar los resultados obtenidos y corroborar la efectividad de la estrategia de protección adaptativa propuesta.

A.1 COORDINOGRAMAS ESCENARIO DE OPERACIÓN 1

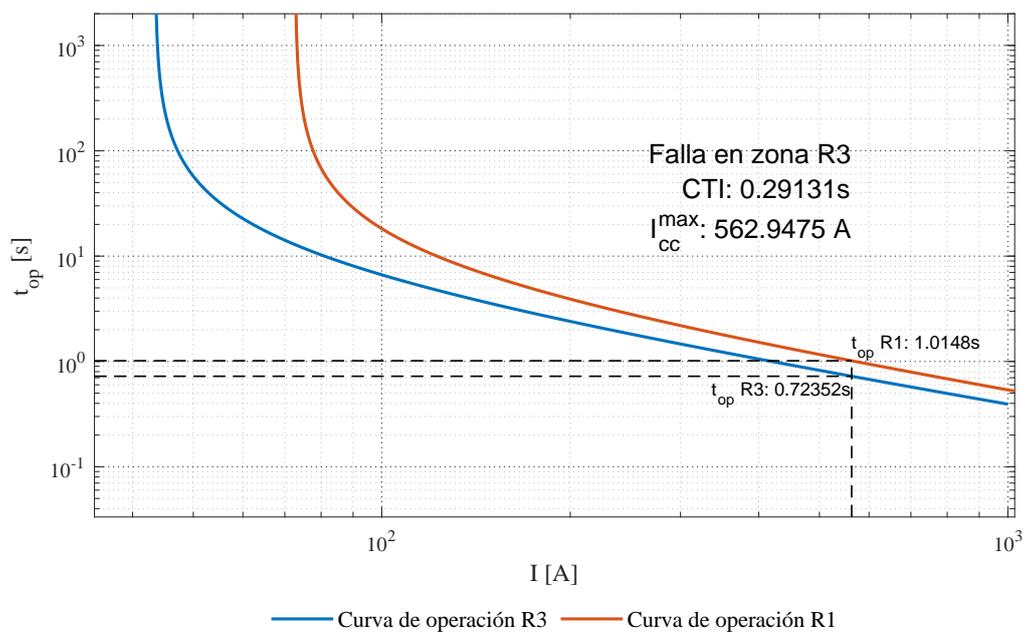


Figura A.1: Coordinograma Relé 3 y 1: Escenario operativo 1

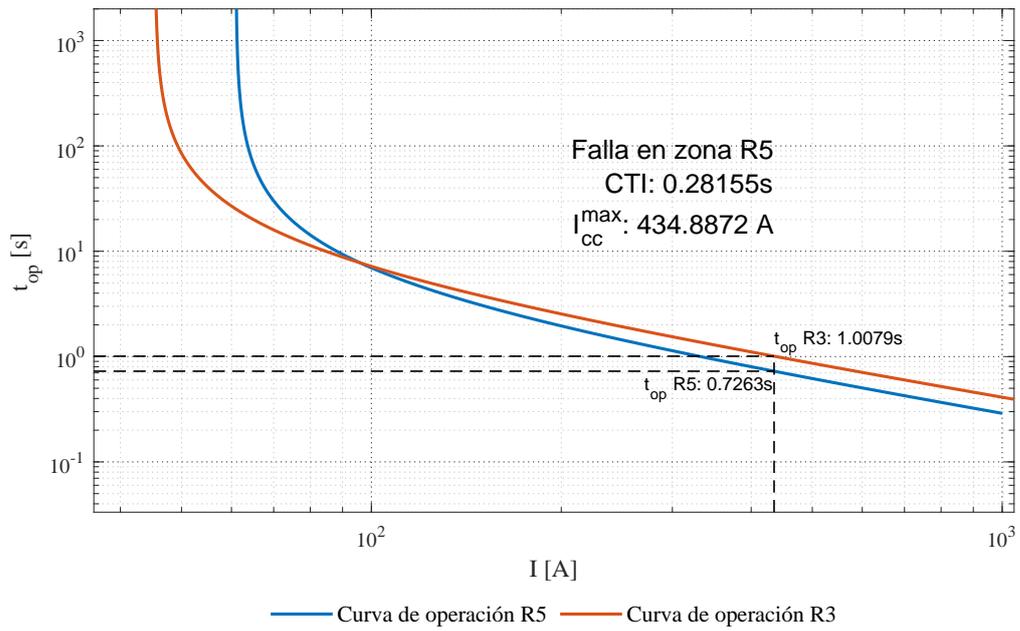


Figura A.2: Coordinograma Relé 5 y 3: Escenario operativo 1

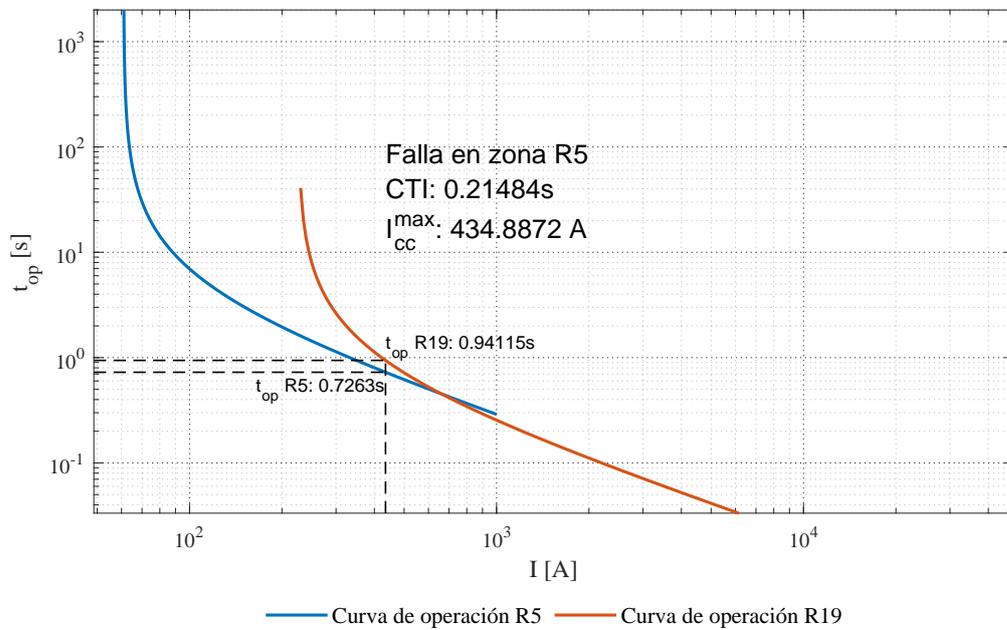


Figura A.3: Coordinograma Relé 5 y 19: Escenario operativo 1

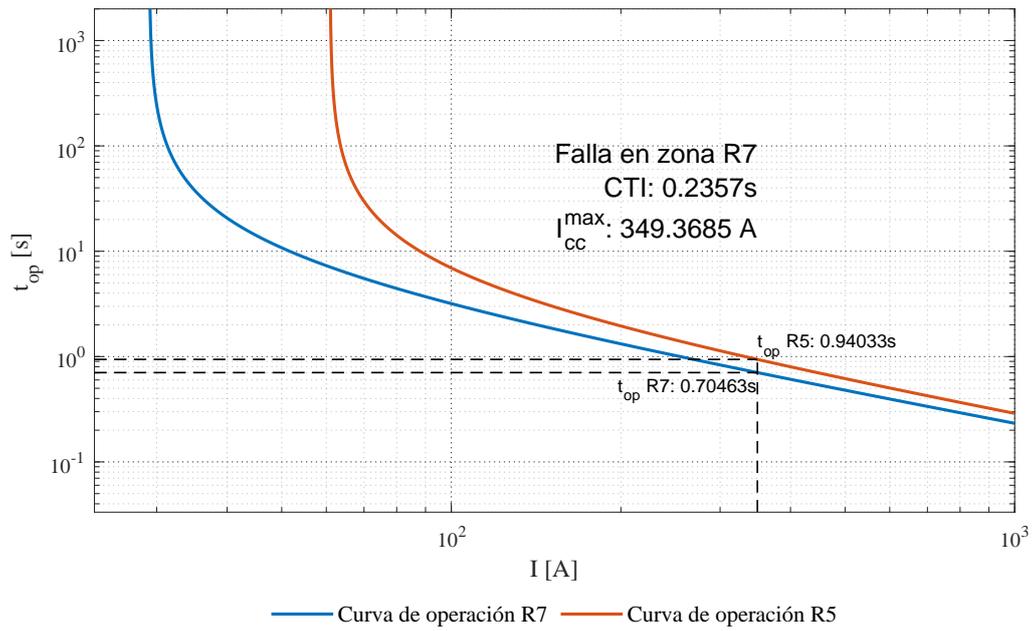


Figura A.4: Coordinograma Relé 7 y 5: Escenario operativo 1

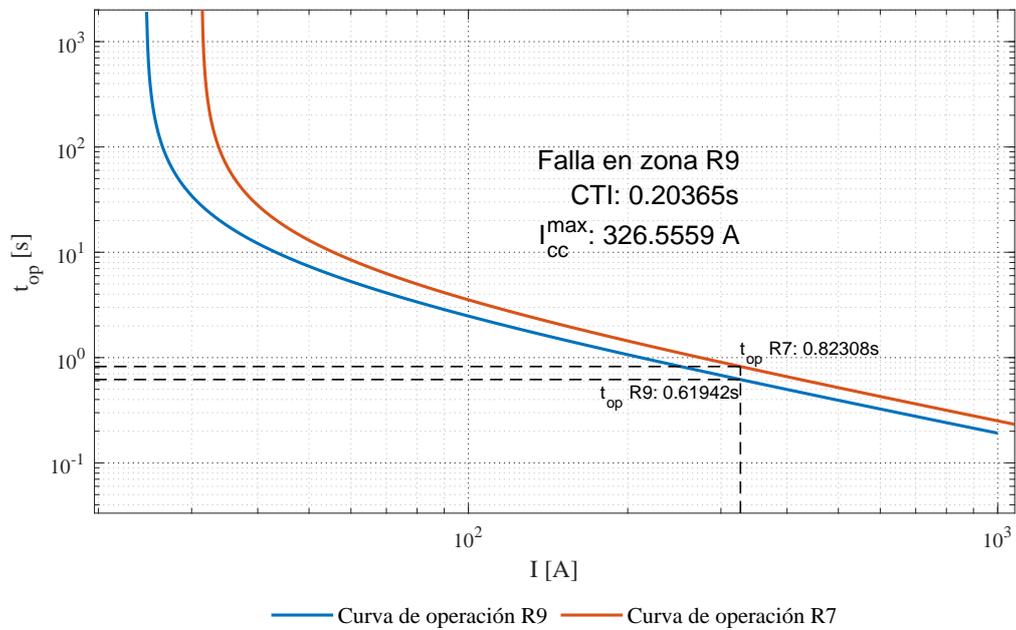


Figura A.5: Coordinograma Relé 9 y 7: Escenario operativo 1

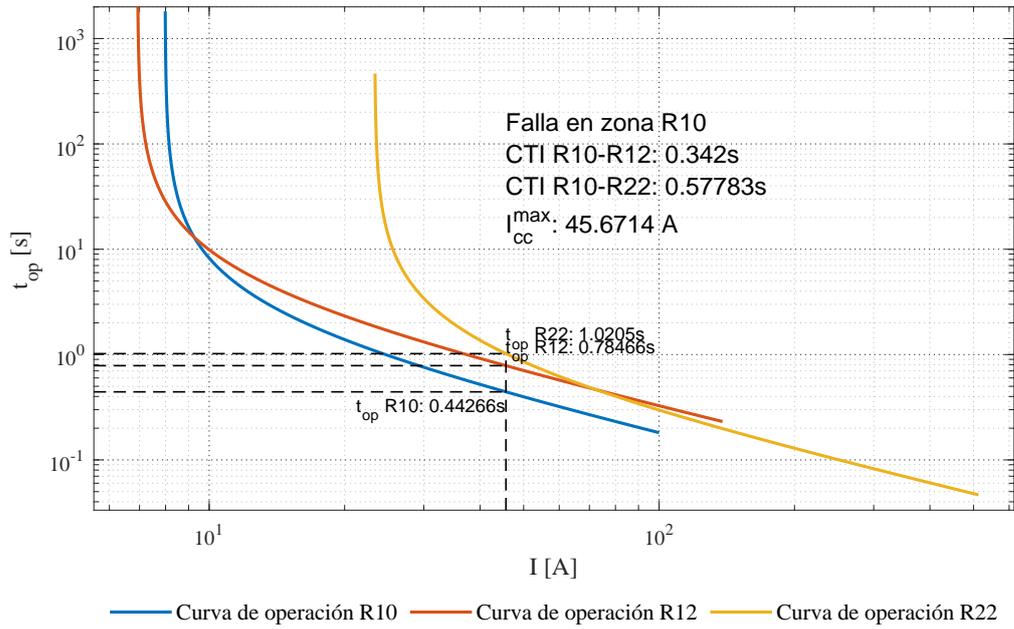


Figura A.6: Coordinograma Relé 10, 12 y 22: Escenario operativo 1

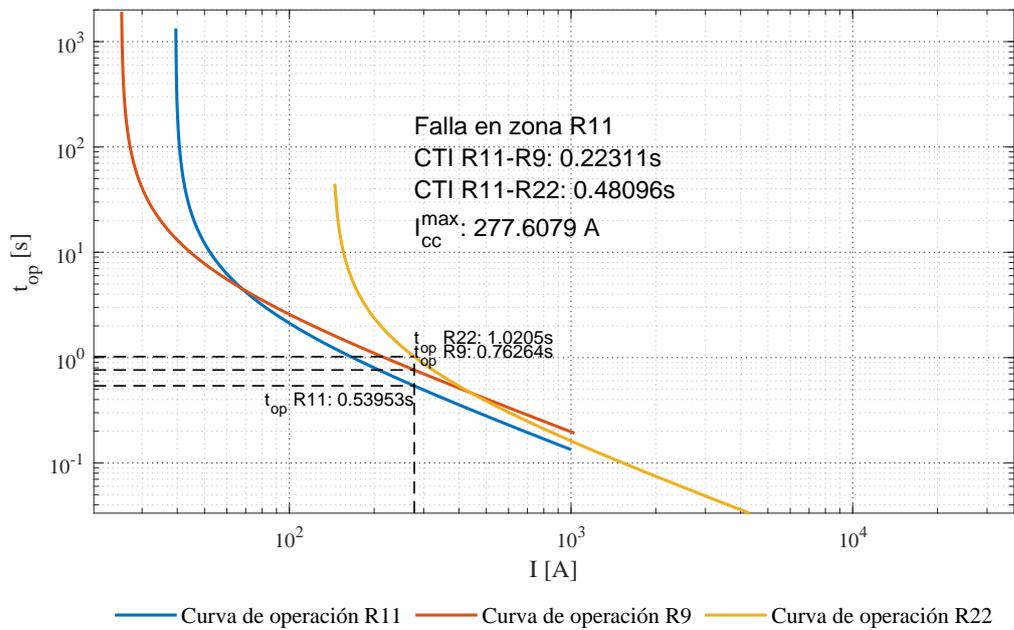


Figura A.7: Coordinograma Relé 11, 9 y 22: Escenario operativo 1

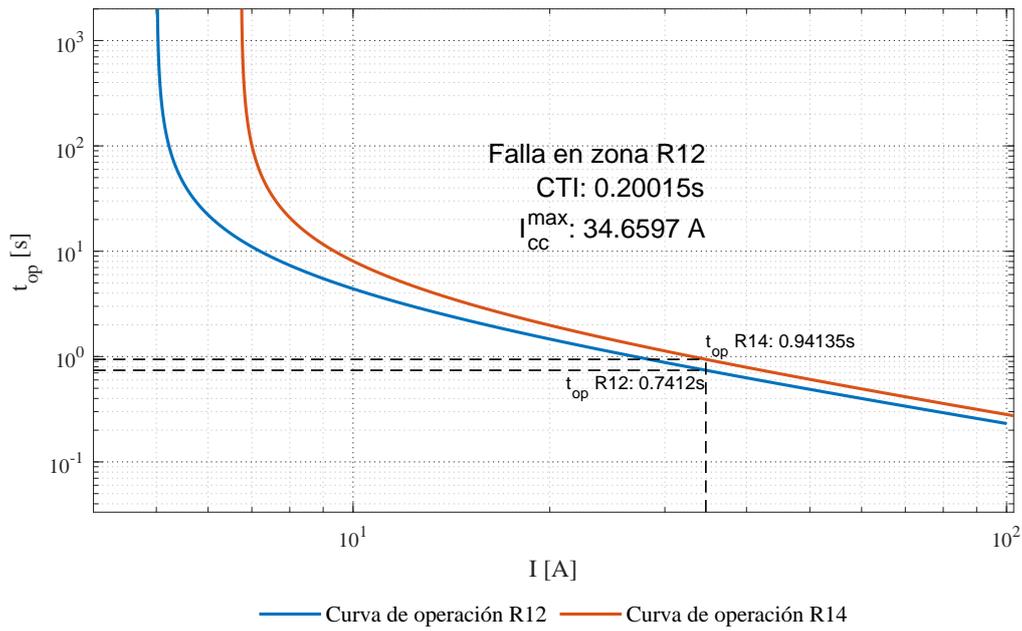


Figura A.8: Coordinograma Relé 12 y 14: Escenario operativo 1

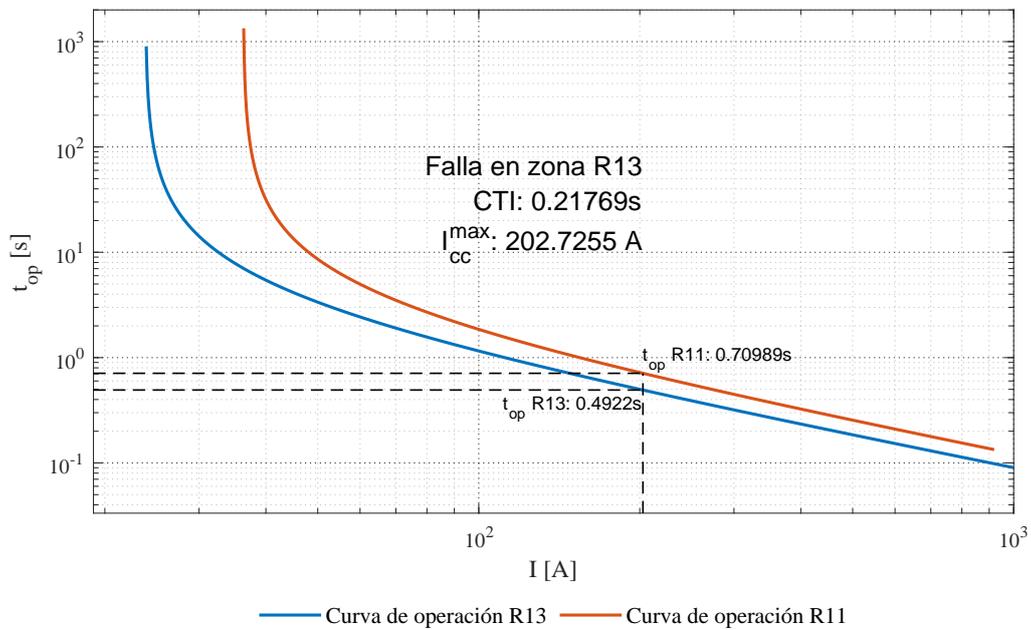


Figura A.9: Coordinograma Relé 13 y 11: Escenario operativo 1

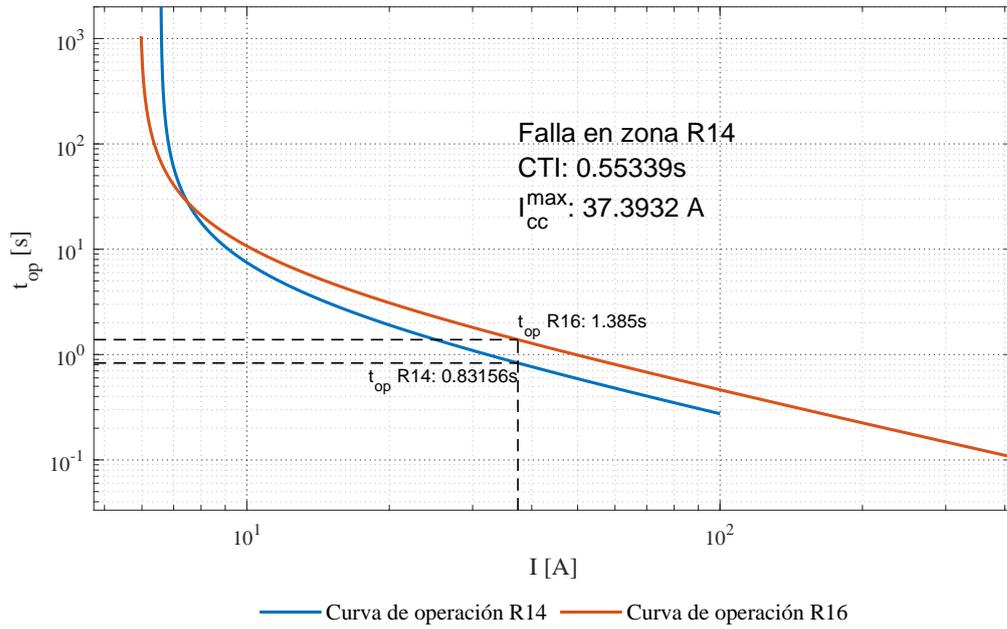


Figura A.10: Coordinograma Relé 14 y 16: Escenario operativo 1

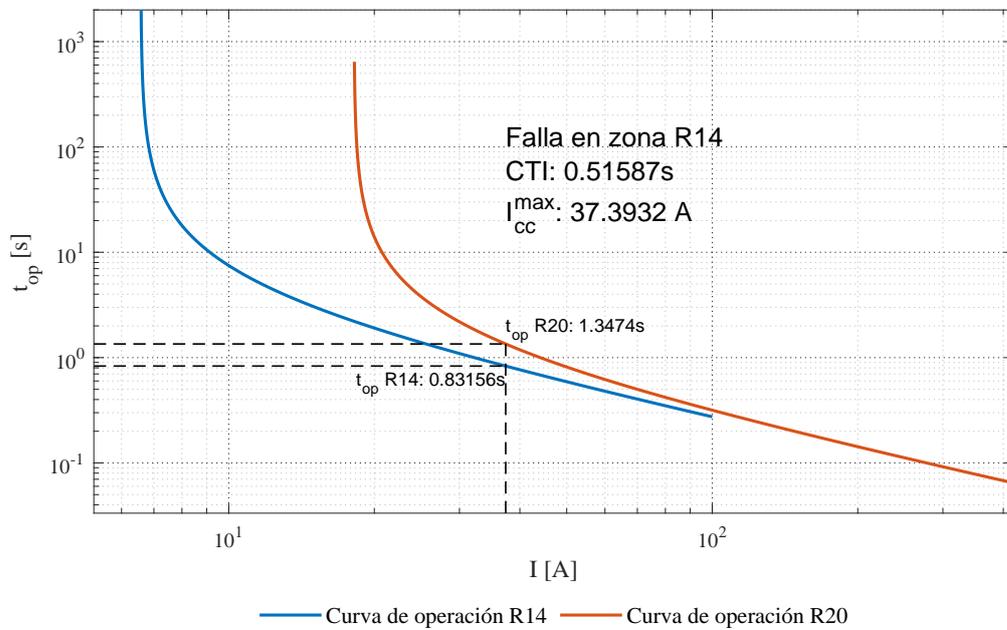


Figura A.11: Coordinograma Relé 14 y 20: Escenario operativo 1

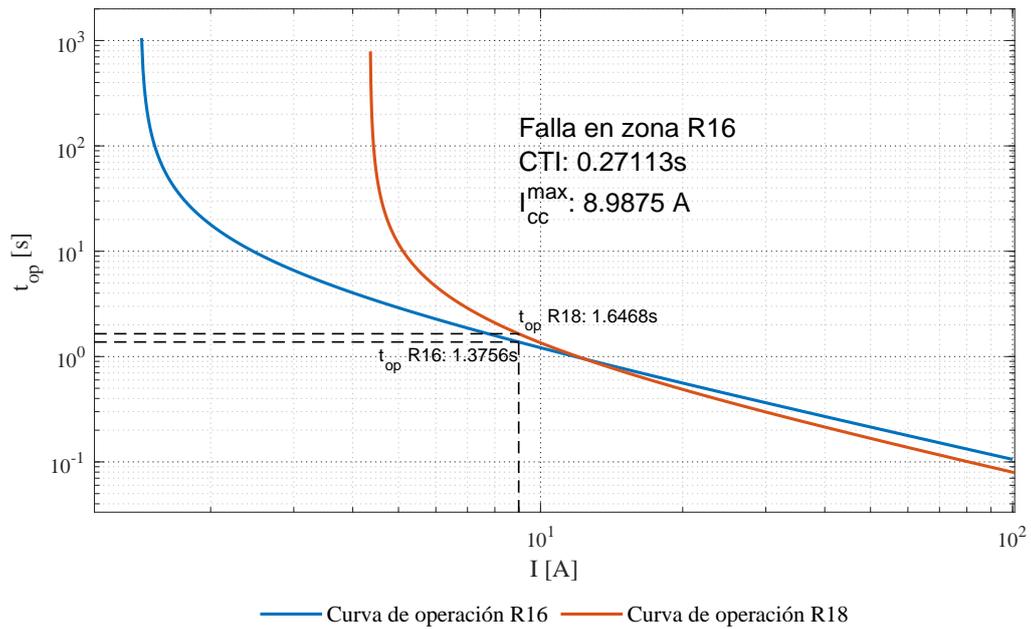


Figura A.12: Coordinograma Relé 16 y 18: Escenario operativo 1

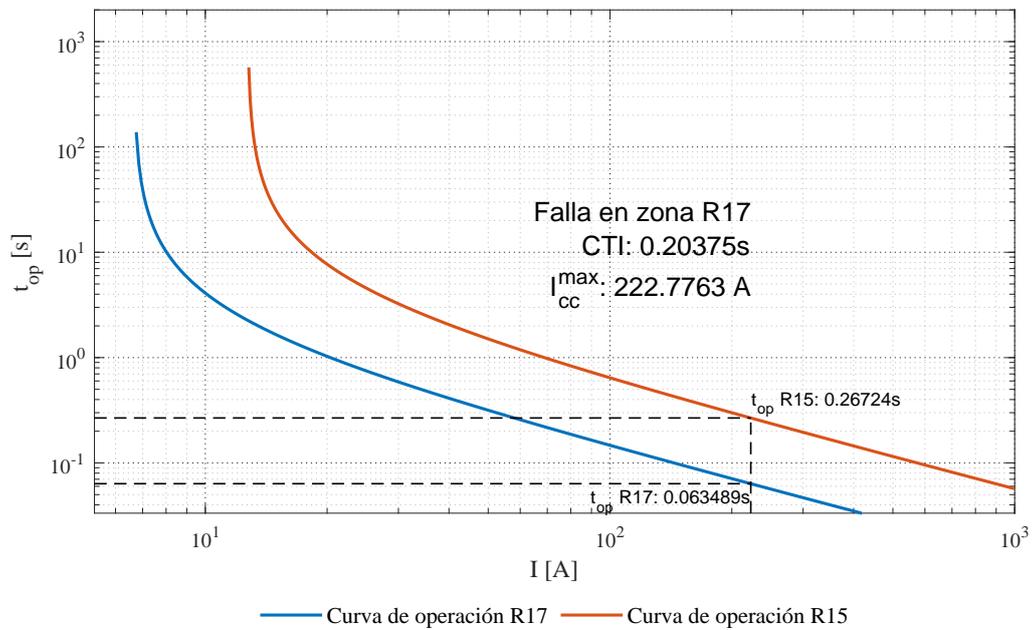


Figura A.13: Coordinograma Relé 17 y 15: Escenario operativo 1

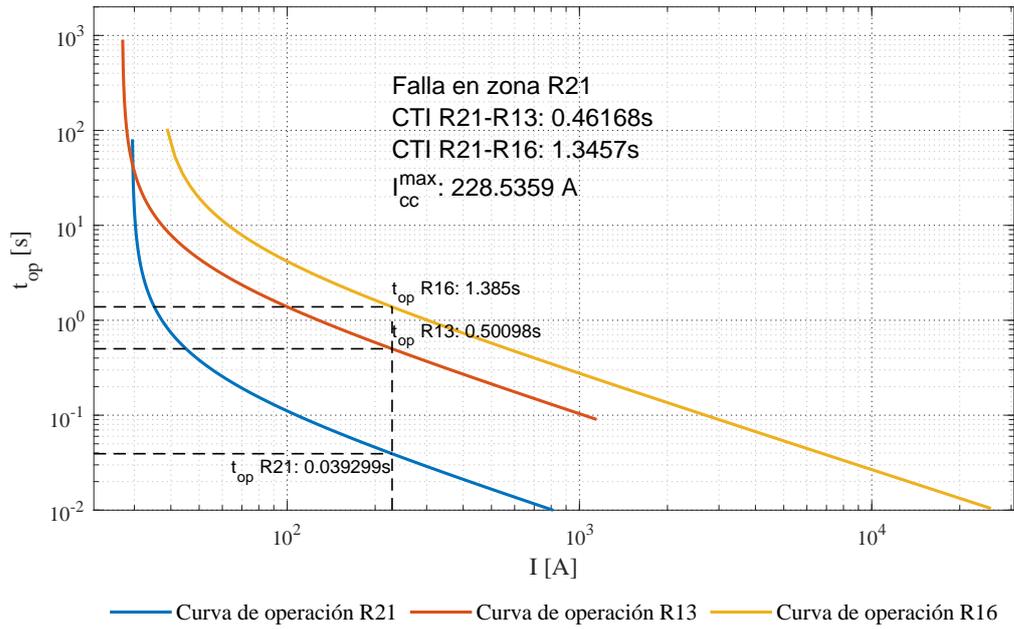


Figura A.14: Coordinograma Relé 21, 13 y 16: Escenario operativo 1

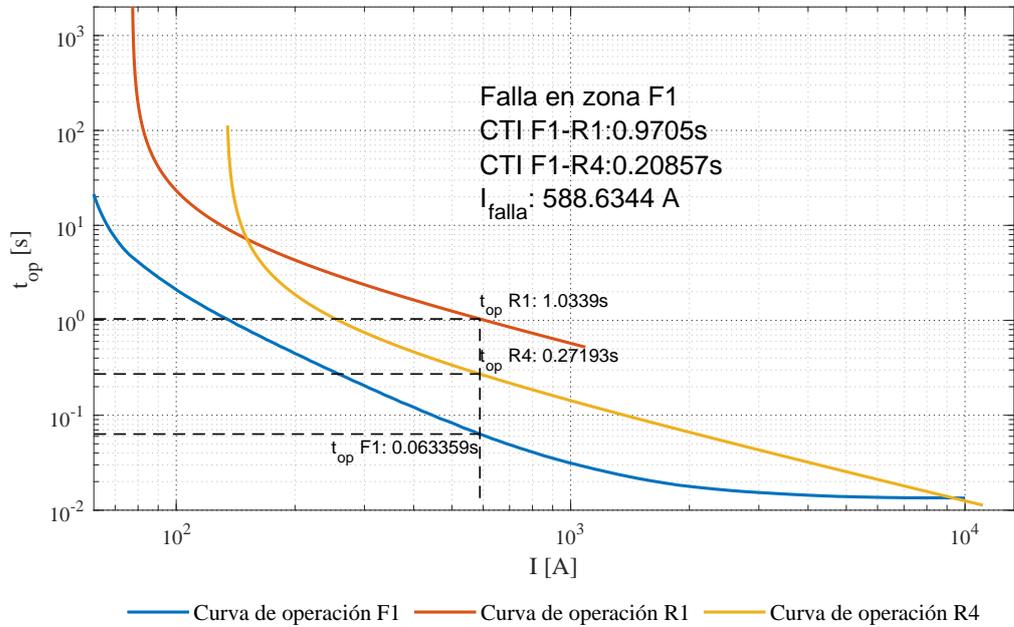


Figura A.15: Coordinograma Fusible 1 con Relés 1 y 4: Escenario operativo 1

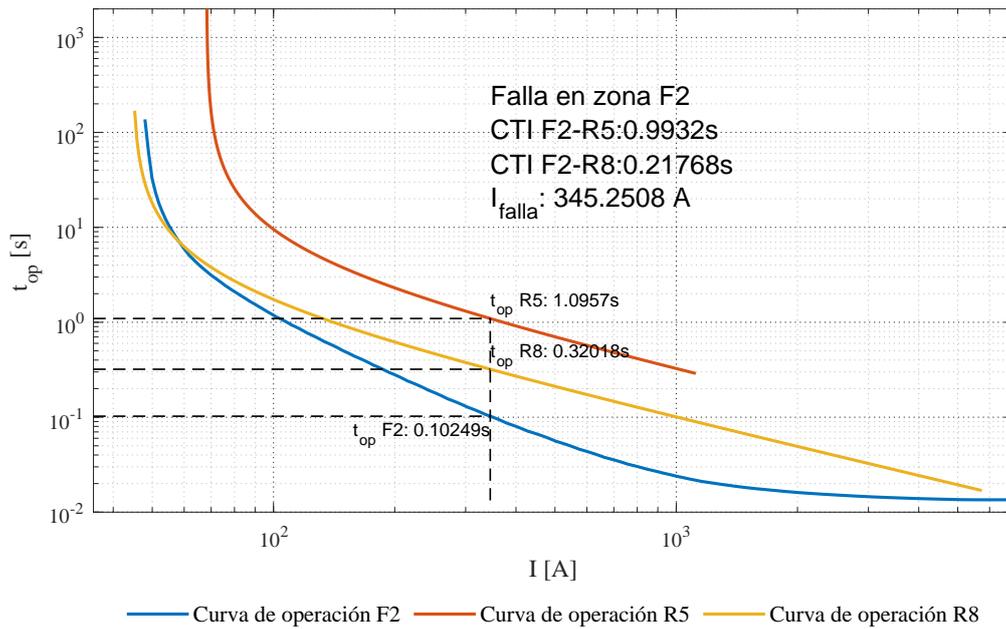


Figura A.16: Coordinograma Fusible 2 con Relés 5 y 8: Escenario operativo 1

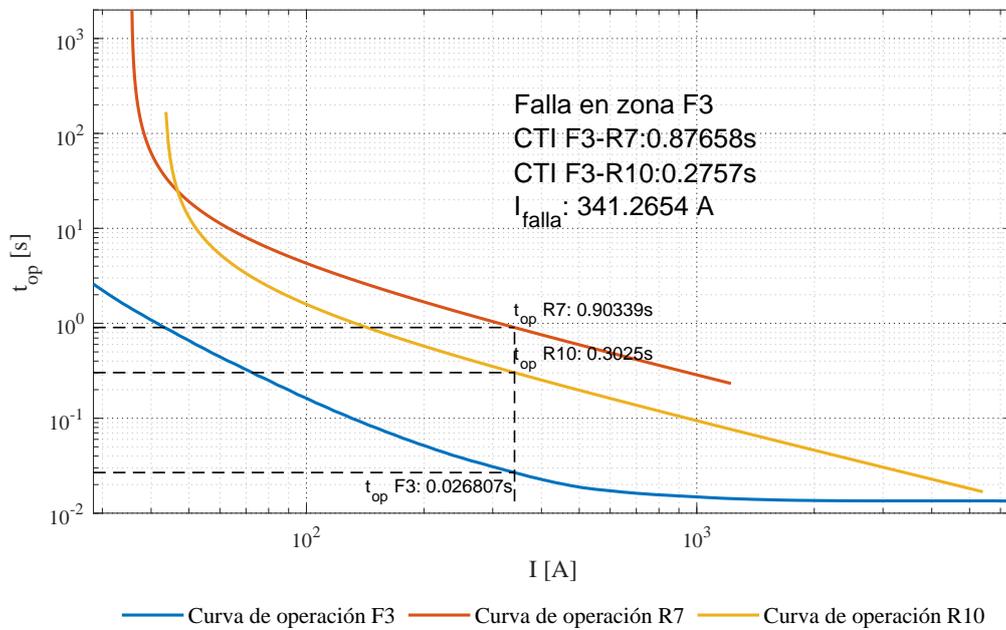


Figura A.17: Coordinograma Fusible 3 con Relés 7 y 10: Escenario operativo 1

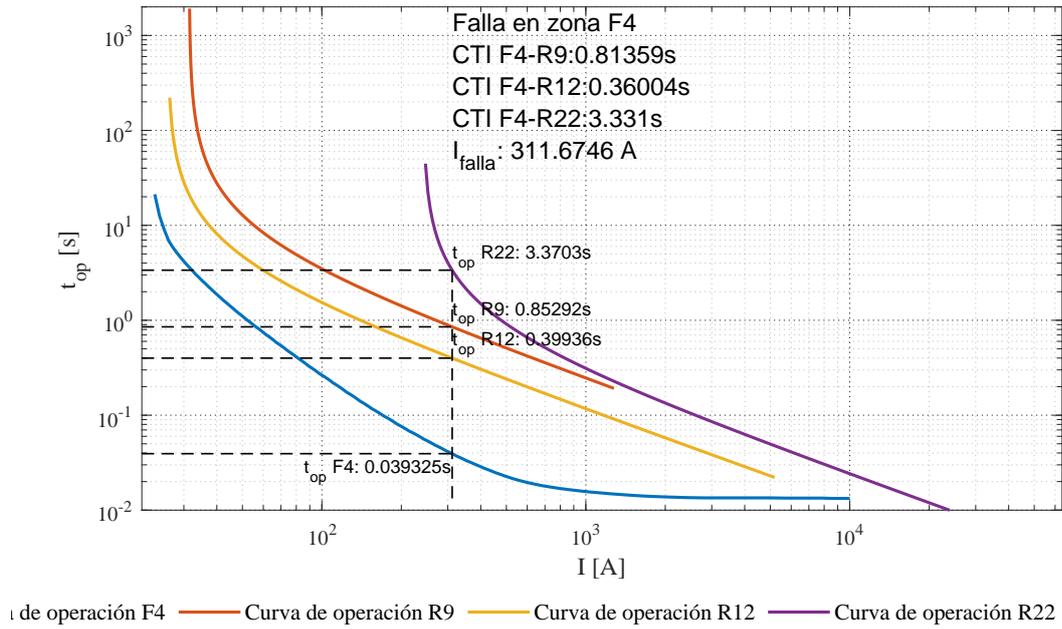


Figura A.18: Coordinograma Fusible 4 con Relés 9, 12 y 22: Escenario operativo 1

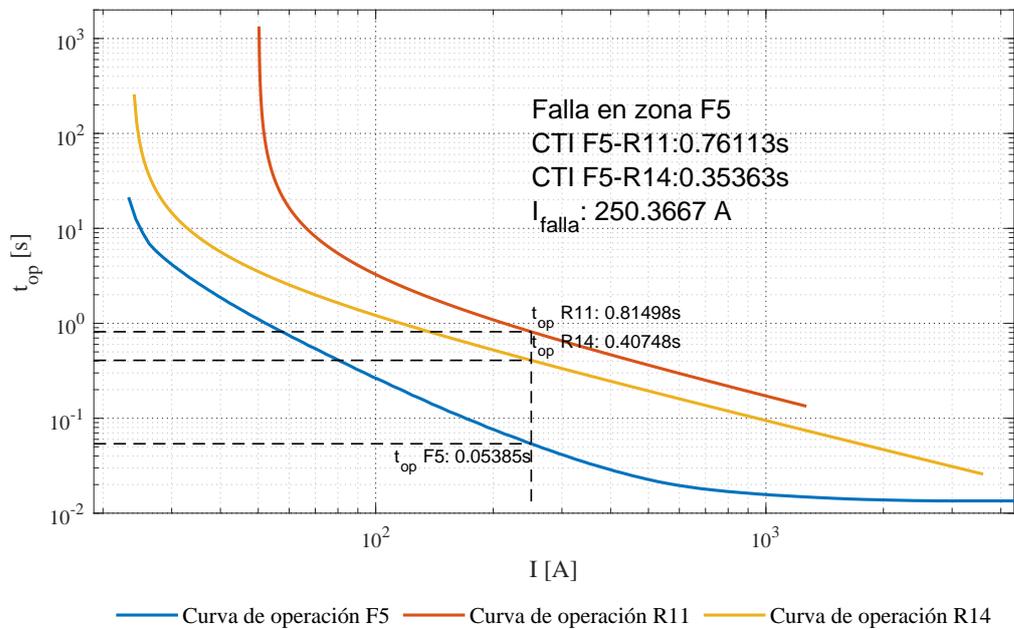


Figura A.19: Coordinograma Fusible 5 con Relés 11 y 14: Escenario operativo 1

BIBLIOGRAFÍA

- [1] British Petroleum, *BP Energy Outlook: 2022 edition*. 2022. [Online]. Available: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2022.pdf>.
- [2] M. de Minas y Energía, *Comisión de regulación de energía y gas (creg)*, 2018. [Online]. Available: [http://apollo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191/\\$FILE/Creg030-2018.pdf](http://apollo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191/$FILE/Creg030-2018.pdf).
- [3] M. de Minas y Energía, *Comisión de regulación de energía y gas (creg)*, 2021. [Online]. Available: https://www.creg.gov.co/sites/default/files/creg174-2021_compressed.pdf.
- [4] C. de la Republica, *Ley 1715 de 2014*, 2014. [Online]. Available: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=57353>.
- [5] C. de la Republica, *Ley 2099 de 2021*, 2021. [Online]. Available: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=166326>.
- [6] U. de Planeación Minero Energética (UPME), *Pen*. [Online]. Available: <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/PEN.aspx>.
- [7] U. de Planeación Minero Energética (UPME), *Plan energético nacional 2020-2050*. [Online]. Available: https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Plan_Energetico_Nacional_2020_2050.pdf.
- [8] Y. D. Benitez Ramirez, 'Metodologia de diseño conceptual de la automatización de red de distribución de energia que permita la integración de recursos energéticos distribuidos (der) e implementación de estrategias de gestión de demanda (dsm).', *Ingenieria Eléctrica*,
- [9] C. D'Adamo, S. Jupe and C. Abbey, 'Global survey on planning and operation of active distribution networks - update of cigre c6.11 working group activities', *Electricity Distribution, 2009 20th International Conference and Exhibition*, vol. 8, no. 11, pp. 1–4, 2009.
- [10] C. Liu, Z. Chen and Z. Liu, 'A communication-less overcurrent protection for distribution system with distributed generation integrated', in *2012 3rd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, 2012, pp. 140–147. doi: [10.1109/PEDG.2012.6253992](https://doi.org/10.1109/PEDG.2012.6253992).
- [11] V. A. Papaspiliotopoulos, G. N. Korres and N. D. Hatziargyriou, 'Protection coordination in modern distribution grids integrating optimization techniques with adaptive relay setting', in *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, 2015, pp. 1–6. doi: [10.1109/PTC.2015.7232558](https://doi.org/10.1109/PTC.2015.7232558).
- [12] K. Software, [Online]. Available: <http://www.ziena.com/knitro.htm>.
- [13] M. Shih, C. Castillo and A. Conde, 'Adaptive directional overcurrent relay coordination using ant colony optimisation', *IET Generation, Transmission Distribution*, Jul. 2015. doi: [10.1049/iet-gtd.2015.0394](https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2015.0394).
- [14] N. El naily, S. Saad, T. Elmenfy and F. Mohamed, 'Minimizing the impact of distributed generation of a weak distribution network with an artificial intelligence technique', *Applied Solar Energy*, vol. 53, pp. 109–122, Apr. 2017. doi: [10.3103/S0003701X17020128](https://doi.org/10.3103/S0003701X17020128).
- [15] M. Ojaghi and V. Mohammadi, 'Use of clustering to reduce the number of different setting groups for adaptive coordination of overcurrent relays', *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, no. 3, pp. 1204–1212, 2018. doi: [10.1109/TPWRD.2017.2749321](https://doi.org/10.1109/TPWRD.2017.2749321).
- [16] S. M. E. Ghadiri and K. Mazlumi, 'Adaptive protection scheme for microgrids based on som clustering technique', *Applied Soft Computing*, vol. 88, p. 106 062, 2020, issn: 1568-4946. doi: <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2020.106062>. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1568494620300028>.
- [17] A. Samadi and R. Mohammadi Chabanloo, 'Adaptive coordination of overcurrent relays in active distribution networks based on independent change of relays' setting groups', *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, vol. 120, p. 106 026, 2020, issn: 0142-0615. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106026>. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014206151933532X>.

- [18] S. D. Saldarriaga-Zuluaga, J. M. López-Lezama and N. Muñoz-Galeano, 'Optimal coordination of overcurrent relays in microgrids using unsupervised learning techniques', *Applied Sciences*, vol. 11, no. 3, 2021, ISSN: 2076-3417. DOI: [10.3390/app11031241](https://doi.org/10.3390/app11031241). [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2076-3417/11/3/1241>.
- [19] A. Ataee-Kachoei, H. Hashemi-Dezaki and A. Ketabi, 'Optimized adaptive protection coordination of microgrids by dual-setting directional overcurrent relays considering different topologies based on limited independent relays' setting groups', *Electric Power Systems Research*, vol. 214, p. 108879, 2023, ISSN: 0378-7796. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108879>. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779622009324>.
- [20] B. P. Bhattarai, B. Bak-Jensen, S. Chaudhary and J. R. Pillai, 'An adaptive overcurrent protection in smart distribution grid', in *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, 2015, pp. 1–6. DOI: [10.1109/PTC.2015.7232310](https://doi.org/10.1109/PTC.2015.7232310).
- [21] E. Piesciorovsky and N. Schulz, 'Comparison of programmable logic and setting group methods for adaptive overcurrent protection in microgrids', *Electric Power Systems Research*, vol. 151, pp. 273–282, May 2017. DOI: [10.1016/j.epsr.2017.05.035](https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.05.035).
- [22] S. Brahma and A. Girgis, 'Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation', *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, no. 1, pp. 56–63, 2004. DOI: [10.1109/TPWRD.2003.820204](https://doi.org/10.1109/TPWRD.2003.820204).
- [23] F. Coffele, C. Booth and A. Dyško, 'An adaptive overcurrent protection scheme for distribution networks', *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 2, pp. 561–568, 2015. DOI: [10.1109/TPWRD.2013.2294879](https://doi.org/10.1109/TPWRD.2013.2294879).
- [24] Y. Ates, A. R. Boynuegri, M. Uzunoglu, A. Nadar, R. Yumurtacı, O. Erdinc, N. G. Paterakis and J. P. S. Catalão, 'Adaptive protection scheme for a distribution system considering grid-connected and islanded modes of operation', *Energies*, vol. 9, no. 5, 2016, ISSN: 1996-1073. DOI: [10.3390/en9050378](https://doi.org/10.3390/en9050378).
- [25] P. Mahat, Z. Chen, B. Bak-Jensen and C. L. Bak, 'A simple adaptive overcurrent protection of distribution systems with distributed generation', *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 2, no. 3, pp. 428–437, 2011. DOI: [10.1109/TSG.2011.2149550](https://doi.org/10.1109/TSG.2011.2149550).
- [26] ISO, 'Petroleum, petrochemical and natural gas industries — collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment', 2016.
- [27] S. Horowitz and A. Phadke, *Power System Relaying (RSP)*. Wiley, 2008, ISBN: 9780470758793. [Online]. Available: <https://books.google.com.br/books?id=4A3Kw3fgNusC>.
- [28] P. Salmerón Revuelta, S. Pérez Litrán and J. Prieto Thomas, '8 - distributed generation', in *Active Power Line Conditioners*, P. Salmerón Revuelta, S. Pérez Litrán and J. Prieto Thomas, Eds., San Diego: Academic Press, 2016, pp. 285–322, ISBN: 978-0-12-803216-9. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-803216-9.00008-0>. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128032169000080>.
- [29] N. D. Hatziaargyriou, *Microgrids: Architectures and Control* (Wiley - IEEE), eng. Wiley, 2014, ISBN: 978-1-118-72068-4.
- [30] S. Chowdhury, *Microgrids and Active Distribution Networks* (Power and Energy). Institution of Engineering and Technology, 2009. [Online]. Available: <https://digital-library.theiet.org/content/books/po/pbrn006e>.
- [31] M. F. Akorede, H. Hizam and E. Pouresmaeil, 'Distributed energy resources and benefits to the environment', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, no. 2, pp. 724–734, 2010, ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.10.025>. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032109002561>.
- [32] C. Abbey, S. Jupe, B. Buchholz, M. Khattabi and F. Pilo, 'Development and operation of active distribution networks: Results of cigre c6.11 working group', 2011.
- [33] A. Almalawi, Z. Tari, A. Fahad and X. Yi, 'Scada-based security testbed', in *SCADA Security: Machine Learning Concepts for Intrusion Detection and Prevention*. 2021, pp. 25–62. DOI: [10.1002/9781119606383.ch3](https://doi.org/10.1002/9781119606383.ch3).
- [34] I. S. 3002.3-2018, *IEEE Recommended Practice for Conducting Short-Circuit Studies and Analysis of Industrial and Commercial Power Systems*. Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2018. [Online]. Available: <https://mentor.ieee.org/3000-stds/dcn/19/stds-19-0003-01-PUBS-3002-3.pdf>.
- [35] IEEE Std 242-2001, *Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems*. Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2001.

- [36] T. NengLing and C. JiaJia, 'Wavelet-based approach for high impedance fault detection of high voltage transmission line', *European Transactions on Electrical Power*, vol. 18, no. 1, pp. 79–92, 2008. [Online]. Available: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/etep.169>.
- [37] J. Barnard and A. Pahwa, 'Determination of the impacts of high impedance faults on protection of power distribution systems using a probabilistic model', *Electric Power Systems Research*, vol. 28, no. 1, pp. 11–18, 1993, ISSN: 0378-7796. DOI: [https://doi.org/10.1016/0378-7796\(93\)90074-0](https://doi.org/10.1016/0378-7796(93)90074-0). [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0378779693900740>.
- [38] A. Hamel, A. Gaudreau and M. Cote, 'Intermittent arcing fault on underground low-voltage cables', *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, no. 4, pp. 1862–1868, 2004. DOI: [10.1109/TPWRD.2003.822979](https://doi.org/10.1109/TPWRD.2003.822979).
- [39] N. Zamanan and J. Sykulski, 'Modelling arcing high impedances faults in relation to the physical processes in the electric arc', *WSEAS Transactions on Power Systems*, vol. 1, Aug. 2006.
- [40] G. Parise, U. Grasselli and V. Di Luozzo, 'Arcing fault in sub-distribution branch-circuits', *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 8, no. 2, pp. 580–583, 1993. DOI: [10.1109/61.216863](https://doi.org/10.1109/61.216863).
- [41] E. Acha, A. Semlyen and N. Rajakovic, 'A harmonic domain computational package for nonlinear problems and its application to electric arcs', *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 5, no. 3, pp. 1390–1397, 1990. DOI: [10.1109/61.57981](https://doi.org/10.1109/61.57981).
- [42] T. Lai, L. Snider, E. Lo and D. Sutanto, 'High-impedance fault detection using discrete wavelet transform and frequency range and rms conversion', *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, no. 1, pp. 397–407, 2005. DOI: [10.1109/TPWRD.2004.837836](https://doi.org/10.1109/TPWRD.2004.837836).
- [43] C. Benner, P. Carswell and B. Don Russell, 'Improved algorithm for detecting arcing faults using random fault behavior', *Electric Power Systems Research*, vol. 17, no. 1, pp. 49–56, 1989, ISSN: 0378-7796. DOI: [https://doi.org/10.1016/0378-7796\(89\)90059-X](https://doi.org/10.1016/0378-7796(89)90059-X). [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/037877968990059X>.
- [44] D. Yu and S. Khan, 'An adaptive high and low impedance fault detection method', *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 9, no. 4, pp. 1812–1821, 1994. DOI: [10.1109/61.329514](https://doi.org/10.1109/61.329514).
- [45] J. M. Gers and E. J. Holmes, *Protection of electricity distribution networks*. London: Institution of Electrical Engineers, 2011. [Online]. Available: <https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&scope=site&db=nlebk&db=nlabk&AN=385703>.
- [46] 'Ieee standard electrical power system device function numbers, acronyms, and contact designations', *IEEE Std C37.2-2008 (Revision of IEEE Std C37.2-1996)*, pp. 1–48, 2008. DOI: [10.1109/IEEESTD.2008.4639522](https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2008.4639522).
- [47] I. E. C. (IEC, 'Measuring relays and protection equipment - part 151: Functional requirements for over/under current protection', 2008.
- [48] J. Thorp, S. Horowitz and A. Phadke, 'The application of an adaptive technology to power system protection and control', *Cigré*, pp. 34–03, 1988.
- [49] A. G. Phadke and J. S. Thorp, *Computer relaying for power systems*. John Wiley & Sons, 2009.
- [50] S. AG, *Overcurrent and feeder protection – siprotec 7sj82*. [Online]. Available: <https://cache.industry.siemens.com>.
- [51] A. Barranco and C. Orozco, 'Proyecto 71202 - definición de estrategias de operación y protección para sistemas de distribución que integran fuentes no convencionales de energía renovable, en el contexto colombiano.', in A. Herrada, Ed.
- [52] C. Battistelli and A. Monti, 'Dynamics of Modern Power Systems (Chapter 5)', in *Converter-Based Dynamics and Control of Modern Power Systems*. Elsevier, 2020. [Online]. Available: <https://publications.rwth-aachen.de/record/808252>.
- [53] J. W. Stevens, R. H. Bonn, J. W. Ginn, S. Gonzalez and G. A. Kern, 'Development and testing of an approach to anti-islanding in utility-interconnected photovoltaic systems', 2000.
- [54] 'Ieee standard conformance test procedures for equipment interconnecting distributed energy resources with electric power systems and associated interfaces', *IEEE Std 1547.1-2020*, pp. 1–282, 2020. DOI: [10.1109/IEEESTD.2020.9097534](https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2020.9097534).
- [55] A. Sharma and R. Sunitha, 'Unintentional islanding detection in microgrid', in *2017 International Conference on Energy, Communication, Data Analytics and Soft Computing (ICECDS)*, 2017, pp. 2519–2523. DOI: [10.1109/ICECDS.2017.8389907](https://doi.org/10.1109/ICECDS.2017.8389907).
- [56] K. Kauhaniemi and L. Kumpulainen, 'Impact of distributed generation on the protection of distribution networks', in *2004 Eighth IEE International Conference on Developments in Power System Protection*, vol. 1, 2004, 315–318 Vol.1. DOI: [10.1049/cp:20040126](https://doi.org/10.1049/cp:20040126).

- [57] L. Kumpulainen and K. Kauhaniemi, 'Distributed generation and reclosing coordination', in *Nordic Distribution and Asset Management Conference*, Citeseer, 2004.
- [58] L. Kumpulainen and K. Kauhaniemi, 'Analysis of the impact of distributed generation on automatic reclosing', in *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004.*, 2004, 603–608 vol.1. doi: [10.1109/PSC.2004.1397623](https://doi.org/10.1109/PSC.2004.1397623).
- [59] M. Njozela, S. Chowdhury and S. P. Chowdhury, 'Impacts of dg on the operation of auto-reclosing devices in a power network', in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011, pp. 1–8. doi: [10.1109/PES.2011.6039234](https://doi.org/10.1109/PES.2011.6039234).
- [60] B. Hussain, S. M. Sharkh, S. Hussain and M. A. Abusara, 'An adaptive relaying scheme for fuse saving in distribution networks with distributed generation', *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, no. 2, pp. 669–677, 2013. doi: [10.1109/TPWRD.2012.2224675](https://doi.org/10.1109/TPWRD.2012.2224675).
- [61] B. J. Brearley and R. R. Prabu, 'A review on issues and approaches for microgrid protection', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 67, pp. 988–997, 2017, issn: 1364-0321. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.047>. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116305354>.
- [62] L. Che, M. E. Khodayar and M. Shahidehpour, 'Adaptive protection system for microgrids: Protection practices of a functional microgrid system.', *IEEE Electrification Magazine*, vol. 2, no. 1, pp. 66–80, 2014. doi: [10.1109/MELE.2013.2297031](https://doi.org/10.1109/MELE.2013.2297031).
- [63] N. Nimpitiwan, G. T. Heydt, R. Ayyanar and S. Suryanarayanan, 'Fault current contribution from synchronous machine and inverter based distributed generators', *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 1, pp. 634–641, 2007. doi: [10.1109/TPWRD.2006.881440](https://doi.org/10.1109/TPWRD.2006.881440).
- [64] P. Barker and R. De Mello, 'Determining the impact of distributed generation on power systems. i. radial distribution systems', in *2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134)*, vol. 3, 2000, 1645–1656 vol. 3. doi: [10.1109/PSS.2000.868775](https://doi.org/10.1109/PSS.2000.868775).
- [65] T. Loix, T. Wijnhoven and G. Deconinck, 'Protection of microgrids with a high penetration of inverter-coupled energy sources', in *2009 CIGRE/IEEE PES Joint Symposium Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System*, 2009, pp. 1–6.
- [66] M. Dewadasa, A. Ghosh and G. Ledwich, 'Line protection in inverter supplied networks', in *2008 Australasian Universities Power Engineering Conference*, 2008, pp. 1–6.
- [67] I. R. W. Kimotho, 'Fault detection in a three-phase inverter fed circuit, master of science thesis', Tampere University, 2019. [Online]. Available: <https://core.ac.uk/download/pdf/287373034.pdf>.
- [68] H. Wang, H. Zhang, L. Chen, L. Chen, Y. Zhao and B. Duan, 'A method of distribution reconfiguration with micro grid considering dynamic behavior of thermal loads', in *2018 International Conference on Smart Grid and Electrical Automation (ICSGEA)*, 2018, pp. 1–5. doi: [10.1109/ICSGEA.2018.00009](https://doi.org/10.1109/ICSGEA.2018.00009).
- [69] B. Amanulla, S. Chakrabarti and S. N. Singh, 'Reconfiguration of power distribution systems considering reliability and power loss', *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, no. 2, pp. 918–926, 2012. doi: [10.1109/TPWRD.2011.2179950](https://doi.org/10.1109/TPWRD.2011.2179950).
- [70] L.-H. Tsai, 'Network reconfiguration to enhance reliability of electric distribution systems', *Electric Power Systems Research*, vol. 27, no. 2, pp. 135–140, 1993, issn: 0378-7796. doi: [https://doi.org/10.1016/0378-7796\(93\)90037-F](https://doi.org/10.1016/0378-7796(93)90037-F). [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/037877969390037F>.
- [71] B. Sultana, M. Mustafa, U. Sultana and A. R. Bhatti, 'Review on reliability improvement and power loss reduction in distribution system via network reconfiguration', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 66, pp. 297–310, 2016, issn: 1364-0321. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.08.011>. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116304257>.
- [72] D. E. Olivares *et al.*, 'Trends in microgrid control', *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1905–1919, 2014. doi: [10.1109/TSG.2013.2295514](https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2295514).
- [73] Y. Yoldaş, A. Önen, S. Muyeen, A. V. Vasilakos and İ. Alan, 'Enhancing smart grid with microgrids: Challenges and opportunities', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 72, pp. 205–214, 2017, issn: 1364-0321. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.064>. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117300746>.
- [74] M. R. Bussieck and A. Pruessner, 'Mixed-integer nonlinear programming', 2003.
- [75] SANDC, 'Sc "k" speed minimum melting time-current characteristic curves', *Positrol® Fuse Links*, 1986. [Online]. Available: <https://www.sandc.com/en/products--services/products/positrol-fuselinks/>.

- [76] A. M. Bayen and T. Siau, 'Chapter 14 - interpolation', in *An Introduction to MATLAB® Programming and Numerical Methods for Engineers*, A. M. Bayen and T. Siau, Eds., Boston: Academic Press, 2015, pp. 211–223, ISBN: 978-0-12-420228-3. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-420228-3.00014-2>. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780124202283000142>.
- [77] M. -. MathWorks, *1-d data interpolation - interp1*, en. [Online]. Available: <https://la.mathworks.com/help/matlab/ref/interp1.html?lang=en>.
- [78] V. Souza Madureira and T. C. Vieira, 'Coordination of inverse-time overcurrent relays with fuses using genetic algorithm', in *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)*, 2018, pp. 1–6. DOI: [10.1109/SBSE.2018.8395627](https://doi.org/10.1109/SBSE.2018.8395627).
- [79] M. N. Alam, 'Overcurrent protection of ac microgrids using mixed characteristic curves of relays', *Computers Electrical Engineering*, vol. 74, pp. 74–88, 2019, ISSN: 0045-7906. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.compeleceng.2019.01.003>. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0045790618313181>.
- [80] M. N. Alam, B. Das and V. Pant, 'An interior point method based protection coordination scheme for directional overcurrent relays in meshed networks', *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, vol. 81, pp. 153–164, 2016, ISSN: 0142-0615. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.02.012>. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061515300053>.
- [81] N. A. E. R. Corporation, *Considerations for power plant and transmission system protection coordination*, 2015. [Online]. Available: <https://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%2020/SPCS%20Gen%20Prot%20Coordination%20Technical%20Reference%20Document.pdf>.
- [82] G. D. Ferreira, 'Cuaderno didáctico de subestaciones eléctricas y protecciones de sistemas eléctricos', 2012, pp. 1–123.
- [83] A. Barranco-Carlos, C. Orozco-Henao, J. Marín-Quintero, A. Herrera-Orozco and J. Mora-Florez, 'Clustering Techniques Performance for the Coordination of Adaptive Overcurrent Protections', in *IEEE Andescon (to be published)*, IEEE, 2022, pp. 1–6, ISBN: 978-1-6654-8854-9.
- [84] S. Kapil and M. Chawla, 'Performance evaluation of k-means clustering algorithm with various distance metrics', in *2016 IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES)*, 2016, pp. 1–4. DOI: [10.1109/ICPEICES.2016.7853264](https://doi.org/10.1109/ICPEICES.2016.7853264).
- [85] M. kmeans-MathWorks, *K-means clustering*, en. [Online]. Available: <https://la.mathworks.com/help/stats/kmeans.html>.
- [86] D. Cao and B. Yang, 'An improved k-medoids clustering algorithm', in *2010 The 2nd International Conference on Computer and Automation Engineering (ICCAE)*, vol. 3, 2010, pp. 132–135. DOI: [10.1109/ICCAE.2010.5452085](https://doi.org/10.1109/ICCAE.2010.5452085).
- [87] Z. Nazari, D. Kang, M. R. Asharif, Y. Sung and S. Ogawa, 'A new hierarchical clustering algorithm', in *2015 International Conference on Intelligent Informatics and Biomedical Sciences (ICIIBMS)*, 2015, pp. 148–152. DOI: [10.1109/ICIIBMS.2015.7439517](https://doi.org/10.1109/ICIIBMS.2015.7439517).
- [88] M. clusterdata, *Construct agglomerative clusters from data*. [Online]. Available: <https://la.mathworks.com/help/stats/clusterdata.html>.
- [89] G. Zhang, B. Guo and Y. Liang, 'A classification method for adaptive relay protection setting system based on clustering analysis', in *2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*, vol. 3, 2011, pp. 1819–1823. DOI: [10.1109/APAP.2011.6180633](https://doi.org/10.1109/APAP.2011.6180633).
- [90] R. Mohammadi Chabanloo, M. Ghotbi Maleki, S. M. Mousavi Agah and E. Mokhtarpour Habashi, 'Comprehensive coordination of radial distribution network protection in the presence of synchronous distributed generation using fault current limiter', *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, vol. 99, pp. 214–224, 2018, ISSN: 0142-0615. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.01.012>. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061517314023>.
- [91] A. Esmaili Dahej, S. Esmaili and H. Hojabri, 'Co-optimization of protection coordination and power quality in microgrids using unidirectional fault current limiters', *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 5, pp. 5080–5091, 2018. DOI: [10.1109/TSG.2017.2679281](https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2679281).
- [92] D. J. Murray-Smith, '6 - experimental modelling: System identification, parameter estimation and model optimisation techniques', in *Modelling and Simulation of Integrated Systems in Engineering*, D. J. Murray-Smith, Ed., Woodhead Publishing, 2012, pp. 165–214, ISBN: 978-0-85709-078-2. DOI: <https://doi.org/10.1533/9780857090650.165>. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780857090782500063>.
- [93] MATLAB, *Ga - find minimum of function using genetic algorithm*, 2019. [Online]. Available: <https://la.mathworks.com/help/gads/ga.html>.

BIBLIOGRAFÍA

- [94] MATLAB, *Nonlinear constraint solver algorithms - augmented lagrangian genetic algorithm*, 2022. [Online]. Available: <https://la.mathworks.com/help/gads/description-of-the-nonlinear-constraint-solver.html>.
- [95] MATLAB, *How the genetic algorithm works*, 2022. [Online]. Available: <https://la.mathworks.com/help/gads/how-the-genetic-algorithm-works.html>.
- [96] H. Belyadi and A. Haghghat, 'Chapter 4 - unsupervised machine learning: Clustering algorithms', in *Machine Learning Guide for Oil and Gas Using Python*, H. Belyadi and A. Haghghat, Eds., Gulf Professional Publishing, 2021, pp. 125–168, ISBN: 978-0-12-821929-4. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-821929-4.00002-0>. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128219294000020>.
- [97] M. clusterdata, *Evalclusters - evaluate clustering solutions*, 2013. [Online]. Available: <https://la.mathworks.com/help/stats/evalclusters.html>.
- [98] T. Vishnuvardhan, M. Singh and S. G. Srivani, 'Adaptive protection coordination scheme for power networks under penetration of der', *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 10, Aug. 2016. DOI: [10.1049/iet-gtd.2016.0614](https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.0614).
- [99] J. Marin-Quintero, C. Orozco-Henao and J. Mora-Florez, 'Data-Driven Topology Detector for Self-Healing Strategies in Active Distribution Networks', in *2022 3rd International Conference on Power, Energy and Electrical Engineering (PEEE 2022) (to be published)*, 2022, pp. 1–8.
- [100] *Ieee 34 node test feeder*, Distribution System Analysis Subcommittee, 2001. [Online]. Available: <https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>.
- [101] MATLAB, *Mixed integer ga optimization*, 2022. [Online]. Available: <https://la.mathworks.com/help/gads/mixed-integer-optimization.html>.
- [102] *MATLAB version 9.13.0.2049777 (R2022b)*, The Mathworks, Inc., Natick, Massachusetts, 2022.
- [103] H. K. Hoidalén, *ATPDraw Windows version 7.2*, Schneider Electric, France, NTNU, Norway, 2020.