

Coordinación óptima de relés de sobre corriente en entornos de microrredes

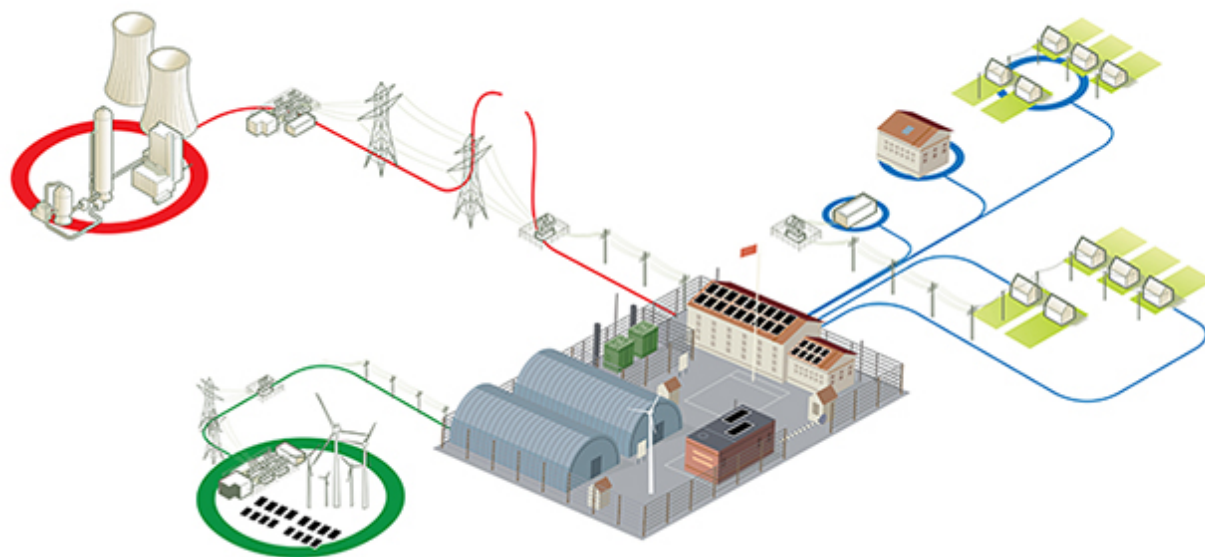


Figura 1: Imagen de portada tomada de (*Microgrid Components* — *SmallGrids* n.d.)

Daniela Escobar Urrea

Coordinación óptima de relés de sobre corriente en entornos de microrredes

Daniela Escobar Urrea

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de Ingeniera Electricista

Pereira, Julio de 2019
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
Programa de Ingeniería Eléctrica.



Coordinación óptima de relés de sobre corriente en entornos de microrredes
©Daniela Escobar Urrea

Director: Juan José Mora Flórez
Codirector: Andrés Ricardo Herrera Orozco

Pereira, Julio de 2019
Programa de Ingeniería Eléctrica.
Universidad Tecnológica de Pereira
La Julita. Pereira(Colombia)
TEL: (+57)(6)3137122
www.utp.edu.co
Versión web disponible en: *<http://recursosbiblioteca.utp.edu.co/tesis/index.html>*

Agradecimientos

A los ingenieros Juan José Mora, Ph.D y Andrés Ricardo Herrera, Ph.D por su amistad, apoyo y paciencia en la dirección de este trabajo. A mis padres por apoyarme en esta aventura así crean que voy a cambiar bombillas, a Lore por creer en mí siempre y a mis amigos Juan, Champs y Valen por convertir esta experiencia en algo inolvidable.

Resumen

El interés de incluir nuevas fuentes de generación de energía eléctrica en la matriz energética colombiana origina nuevos sistemas con generación distribuida, en los cuales, según el modo de operación, aparecen muchos estados operativos y consecuentemente muchas configuraciones. Obtener un ajuste global para los relés que garantice la correcta operación en cada condición operativa y que el diseño del sistema de protecciones cumpla con los principios básicos de un esquema de protección, como lo son sensibilidad, selectividad, velocidad, confiabilidad, simplicidad y economía es uno de los aspectos más relevantes. De esta forma, el objetivo de este trabajo consiste en desarrollar una metodología que se pueda implementar en redes colombianas, con bajo costo, mediante un esquema de protección cuya configuración permita la actuación, de forma adecuada, ante cualquier condición operativa sin la necesidad de implementar redes de comunicación. Es decir, la obtención de una configuración global.

Tabla de Contenido

1	Introducción	1
1.1	Planteamiento del problema	1
1.2	Justificación	3
1.3	Objetivos	4
1.3.1	General	4
1.3.2	Específicos	4
1.4	Estado del arte	4
1.5	Principales resultados	6
1.6	Estructura del trabajo de grado	6
2	Aspectos teóricos	7
2.1	Curva de operación de los relés	7
2.2	Corriente de arranque	8
2.3	Dial	8
2.4	Planteamiento del problema de optimización	9
2.4.1	Análisis cualitativo de funciones objetivo	9
2.4.2	Análisis cualitativo de restricciones	11
2.5	Análisis de estrategias de optimización	12
3	Metodología propuesta	13
3.1	Etapas 1: Definición del modelo matemático del problema de optimización	15
3.1.1	Elección de la estrategia de optimización	15
3.1.2	Selección de la función objetivo	15
3.2	Etapas 2: Análisis de estados operativos	16
3.2.1	Análisis de contingencias	16
3.3	Etapas 3: Creación de la base de datos	17
3.3.1	Base de datos a partir de simulación	17
3.3.2	Base de datos a partir de datos operador de red	18
3.4	Etapas 4: Ejecución del optimizador	18

3.4.1	Análisis de datos obtenidos con la estrategia elegida	19
3.5	Etapa 5: Realizar el ajuste de los relés	19
4	Resultados	20
4.1	Definición del problema de optimización	21
4.1.1	Función objetivo seleccionada	21
4.1.2	Restricciones del sistema	23
4.2	Análisis de estados operativos	23
4.3	Base de datos	24
4.4	Ejecución del optimizador	27
4.4.1	Resultados para cada caso operativo	27
4.4.2	Resultados ajuste global	31
5	Conclusiones	36
5.1	Futuros trabajos de investigación	37

Capítulo 1

Introducción

Integrar sistemas de generación basados en energías renovables en redes de distribución representan grandes retos para el ajuste de las protecciones. Implementar estrategias de coordinación que garanticen la correcta operación de los relés ante situaciones de falla o considerando diversas condiciones operativas, es un reto para las técnicas de protección actuales.

1.1 Planteamiento del problema

Pese a que la matriz energética colombiana está compuesta en su gran mayoría por fuentes de generación “limpias” (aproximadamente un 65% proveniente de centrales hidroeléctricas) (paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad n.d.), Colombia en los últimos años ha demostrado, el interés de incluir nuevas fuentes de generación al sistema eléctrico nacional. Esto se evidencia claramente en la ley 1715 de 2008, por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional ([1715.pdf](#) n.d.). Además, con la resolución 030 de 2018 de la CREG, que regula las actividades de auto generación a pequeña escala y de generación distribuida (GD) en el sistema interconectado nacional (apolo.creg.gov.co n.d.), se evidencia claramente el interés del gobierno por incluir sistemas de generación más amigables con el medio ambiente.

Las alternativas de generación como lo son la energía solar fotovoltaica, la energía eólica, entre otras, cambian la configuración de la red a sistemas con topologías completamente diferentes a las convencionales. Las nuevas características que surgen con la GD representan retos para las redes instaladas actualmente, debido a que la topología deja de comportarse como un sistema radial y se presenta una bidireccionalidad en los flujos de corriente, lo que conlleva desafíos en la coordinación de las protecciones de la red, que comúnmente cuenta

con relés de sobre corriente (Tjahjono et al. 2017). Adicionalmente, cuando tenemos sistemas de generación alternativos, como el solar o el eólico, las corrientes de falla son relativamente menores en comparación con las presentadas en sistemas de distribución comunes, lo que representa una dificultad para que los relés puedan detectar estas corrientes y actuar ante fallas de forma adecuada (Nikkhajoei & Lasseter 2007).

Los sistemas con GD no tienen topologías únicas, pues estas varían según la configuración de la red, convirtiendo cada caso en uno diferente al anterior. Cuando se tienen diversas topologías se enfrentan algunos retos, debido a que para poder realizar una correcta protección de la microred es necesario garantizar una adecuada coordinación de los relés y esta se debe realizar para cada caso específico, convirtiéndolo en un problema con múltiples escenarios.

Para realizar una adecuada coordinación de relés de sobre corriente en entornos de microrredes, es necesario comprender que aún no hay ninguna regla escrita, así que hay libertad de adaptar los sistemas de protecciones acá presentados según las características propias y las necesidades de cada microrred.

Entre las estrategias existentes, para realizar la coordinación de relés podemos encontrar tres casos específicos:

- *Protecciones adaptativas o adaptivas*: Realizan la coordinación de protecciones para cada caso específico sin necesidad de implementar sistemas de comunicación (Gnana Swathika & Hemamalini 2016, Orji et al. 2017).
- *Ajuste global basado en métodos de optimización*: La coordinación de los relés se realiza implementando un algoritmo de optimización, teniendo en cuenta el análisis de los casos operativos o de falla . De esta forma, se busca obtener un ajuste global para la coordinación de las protecciones (Tjahjono et al. 2017, Radosavljevi & Jevti 2016, Saberi & Amraee 2017, Saleh et al. 2016, Albasri et al. 2015, Saha et al. 2016, Papaspiliotopoulos et al. 2017, Sharma et al. 2018).
- *Medición centralizada*: Esta estrategia implementa sistemas de comunicación que permiten conocer en tiempo real el estado de la red para así determinar la correcta operación del sistema de protecciones (Monadi et al. 2017, Ustun et al. 2012).

En este contexto, el desarrollo de este trabajo pretende analizar las diferentes investigaciones relacionadas con las estrategias de coordinación basadas en el ajuste global usando métodos de optimización como estrategia de coordinación. Este tipo de estrategia es seleccionada por los beneficios que representa en aspectos como la aplicación en casos reales y la facilidad de ajuste del modelo. Además, el obtener un ajuste global para la coordinación de protecciones, es una

característica atractiva que puede significar una reducción en los costos de implementación de la estrategia.

1.2 Justificación

La necesidad de implementar sistemas de generación basados en energías renovables es una tendencia mundial. En el afán por disminuir la huella de carbono y mejorar no sólo la calidad de vida actual, sino asegurar un mejor futuro para las nuevas generaciones, el implementar energía asequible y no contaminante, es uno de los objetivos del desarrollo sostenible del programa de las naciones unidas para el desarrollo (PNUD) y también es una de las prioridades de los gobiernos y las industrias (*Objetivo 7: Energía asequible y No contaminante — PNUD n.d.*). Adicionalmente, conservar la calidad de la energía y tener un suministro eléctrico confiable, es una obligación para los operadores de red, debido a que la implementación de los sistemas con las nuevas fuentes de generación alternativa no deben afectar los indicadores de continuidad y de suministro (índices trimestrales agrupados de la discontinuidad “ITAD” y el índice de referencia agrupado de la discontinuidad “IRAD”, para el caso colombiano) (*apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2008-Creg097-2008 n.d.*).

La protección de las microrredes representa un reto para los sistemas de protecciones debido a que las condiciones a las que se someten los relés son diferentes en comparación a las redes comunes de distribución o de potencia. La coordinación de los relés no sólo garantiza la protección de los equipos, sino que además, representa una disminución de costos, pues la correcta operación de las protecciones garantiza el funcionamiento adecuado de la red.

Por otro lado, el desarrollo de este proyecto es importante, debido a que en Colombia existen normativas y leyes (mencionadas anteriormente), que fomentan y exigen la inclusión de las fuentes de generación alternativas en los sistemas, creando particular interés en el análisis de los sistemas de protecciones y especialmente en la coordinación de la protección de micro-redes.

En las propuestas encontradas en la literatura especializada respecto a la coordinación de relés en microrredes, se han planteado diversos métodos de optimización aplicados en modelos específicos. Pero en los diferentes casos de pruebas, los autores toman como referencia sólo algunas condiciones operativas o de fallas, creando la posibilidad de obtener resultados imprecisos (Tjahjono et al. 2017). Además, se evidencia la necesidad de plantear un modelo matemático que se adapte a las características del entorno nacional, con la finalidad de modelar el problema de coordinación de protecciones como un ajuste global, teniendo en

cuenta estándares de la red y las normativas legales vigentes.

La finalidad de esta propuesta es abrir las puertas del mundo de las microrredes en Colombia, finalmente, esta propuesta ayuda a abrir las puertas del mundo de las microrredes en Colombia, con la inclusión de fuentes de GD en los estudios de coordinación de las protecciones, considerando, las normas operativas vigentes para los operadores de red.

1.3 Objetivos

1.3.1 General

Implementar una estrategia de coordinación basada en optimización para obtener un ajuste global adecuado de relés de sobre-corriente en una microrred.

1.3.2 Específicos

- Revisar y discutir el estado del arte relacionado con estrategias de coordinación que utilicen métodos de optimización en la protección de microrredes.
- Identificar las situaciones operativas y de falla de la microrred que definen el espacio de solución del problema de coordinación de protecciones.
- Proponer un modelo mejorado del problema de coordinación de protecciones, como un problema de optimización con restricciones.
- Seleccionar un método de optimización que sea adecuado para la solución del modelo de problema propuesto.
- Integrar y codificar el modelo matemático propuesto con el método de optimización seleccionado.
- Realizar un análisis comparativo que permita evaluar el desempeño de la estrategia de coordinación propuesta, respecto a otras estrategias de referencia.
- Documentar los resultados de la investigación

1.4 Estado del arte

Como se mencionó anteriormente, existen principalmente tres estrategias para la coordinación de los relés en entornos de microrredes, cada uno de estos casos presenta ventajas y debilidades

que son analizadas con la finalidad de determinar el esquema adecuado.

Cuando se analizan las estrategias que integran protecciones adaptivas, se comprende fácilmente por qué esta estrategia de protección es utilizada en microrredes. Representa beneficios económicos, debido a que los ajustes se hacen sobre la red específica, sin adicionar elementos a la red, debido a que no necesitan redes de comunicación o sistemas de información centralizados. Por otro lado, una de sus ventajas, es también su mayor problema; el diseño y la coordinación del sistema de protecciones debe ser calculado en cada caso específico, y cómo no se tienen sistemas de comunicación es más difícil implementar sistemas de control y la automatización en la microrred (Gnana Swathika & Hemamalini 2016), (Orji et al. 2017).

Entre las estrategias que se basan en un ajuste global (Algoritmos de optimización), se incluyen diversas técnicas y métodos de solución adaptados para el caso de estudio particular. En la gran mayoría de las técnicas analizadas la función a optimizar pretende minimizar el tiempo de operación de los relés principales y de respaldo [9], [12] . Las funciones a optimizar se plantean de diversas formas, algunos además de tener presente el tiempo de operación del relé, incluyen un peso que representa la probabilidad de falla en una línea, o en otros casos un factor de línea (Tjahjono et al. 2017), (Saberri & Amraee 2017), (Albasri et al. 2015), (Saha et al. 2016), incluso hay métodos que plantean la maximización de la recuperación de carga tras una falla [14] . En los casos anteriores, se tienen en cuenta las restricciones propias del funcionamiento de los relés. Según el método de optimización elegido, se desarrolla la adaptación entre el modelo matemático del problema de coordinación propuesto y el algoritmo. También, se observa que los casos de estudio se centran en sistemas con determinado número de relés y que presentan diversos tipos de fallas. Las estrategias de coordinación varían según las necesidades específicas de la red, usando diferentes tipos de algoritmos o incluso realizando híbridos entre ellos (Radosavljevi & Jevti 2016). Las ventajas de estas estrategias están relacionadas con la posibilidad de implementar los modelos en el mundo real, aunque actualmente presentan desventajas relacionadas con costos de implementación, dado que es necesario usar equipos de comunicación. A largo plazo esta desventaja se convierte en una ventaja, pues la tendencia de los sistemas eléctricos va dirigida hacia la automatización. Conjuntamente, se deben tener en cuenta todas las posibilidades de fallas para poder obtener la respuesta óptima del problema, lo que dificulta la evaluación en redes más robustas. Si bien, estos métodos presentan algunos retos para los ingenieros de protecciones, son también oportunidades que permiten desarrollar nuevas estrategias y modelos para el análisis del problema en microrredes.

Por otro lado, referente a las estrategias basadas en medición centralizada, se observa que este esquema presenta control absoluto de la red, lo que trae beneficios para el operador de

red y el usuario con el análisis en tiempo real de la generación y el consumo. Sin embargo, esta propuesta presenta un horizonte implementación más lejano cuando se asocia a los sistemas actuales, debido a los costos relacionados con el desarrollo del sistema de comunicación en las redes y, además, al hecho de tener todo el sistema dependiendo de un solo origen, lo cual es un factor contraproducente en el hipotético caso de una falla en comando central (Monadi et al. 2017), (Ustun et al. 2012).

Considerando lo anteriormente expuesto, se observa que cada método presentado tiene beneficios propios y cuenta con la posibilidad de ser adaptado al modelo de estudio planteado. No obstante, la selección de la estrategia de coordinación se debe realizar considerando un modelo mejorado y que pueda ser adaptado al caso colombiano.

1.5 Principales resultados

Los principales resultados de este trabajo de grado son los siguientes:

- Definición de un modelo matemático de optimización para el problema de coordinación de las protecciones considerando generación distribuida y diferentes casos operativos.
- Implementación del análisis de estados operativos de un sistema.
- Creación de base de datos para el ajuste de los relés.
- Obtención de ajustes para las protecciones.
- Artículo en revista especializada (En proceso de escritura)

1.6 Estructura del trabajo de grado

El trabajo de grado esta organizado de la siguiente forma. En el capítulo 2 se presentan los aspectos teóricos básicos relacionados con los relés y la coordinación de protecciones. En el capítulo 3 se muestra la metodología propuesta, posteriormente en el capítulo 4 se implementa la metodología en un caso específico y se obtiene el ajuste de las protecciones. Finalmente, las conclusiones se presentan en el capítulo 5.

Capítulo 2

Aspectos teóricos

Para realizar el ajuste de los relés que garantice la operación rápida del sistema ante fallas en cualquier condición operativa existen varias alternativas como se mencionó en la sección 1.1. El ajuste de los relés pretende que el sistema de protecciones detecte la falla y esté coordinado adecuadamente para actuar como protección principal y de respaldo. Es importante aclarar que los relés no realizan las maniobras de conexión y desconexión, pues un relé es un dispositivo lógico que compara una señal de entrada con respecto a una referencia. Si los valores de entrada se desvían de la referencia el relé se acciona.

Para ajustar los relés de sobre corriente de tiempo inverso existen algunas variables que se deben tener en cuenta como la curva que se va a utilizar, la corriente de arranque, el dial entre otros. La adecuada configuración de los relés garantiza la correcta operación de las protecciones.

2.1 Curva de operación de los relés

Existen varios tipos de curva de ajuste para los relés, una de ellas es la de tiempo inverso, las constantes de esta curva se muestran en la tabla 2.1, estas constantes se utilizan en la ecuación 2.1 y la operación de la curva se muestra en la figura 2.1.

$$t = \frac{a * DIAL}{M^n - 1} \quad (2.1)$$

Donde:

$$M = \frac{ifalla}{itap} \quad (2.2)$$

Tabla 2.1: Constantes de forma IEC

Tipo de curva	a	n
Tiempo inverso estándar	0.14	0.02
Muy inversa	13.5	1
Extremadamente inversa	80	2
Tiempo inverso largo	120	1

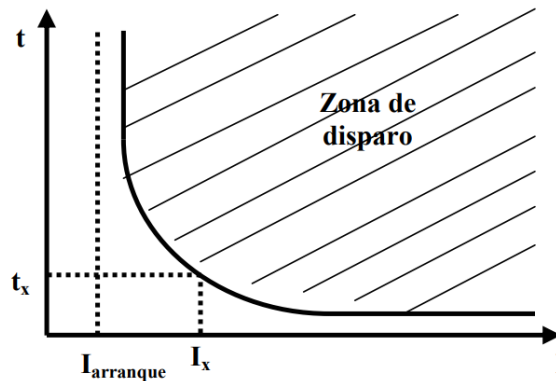


Figura 2.1: Curva de operación de un relé en tiempo inverso (ZAPATA & MEJÍA 2003b)

2.2 Corriente de arranque

Es el valor a partir del cual comienza la operación temporizada del relé. En los relés modernos se expresa como múltiplos o submúltiplos de la corriente nominal. (TAPS en relés antiguos). La ecuación que define la corriente de arranque se plantea en 2.3, k usualmente tiene el valor de 1.5.

$$i_{arranque} = k * i_{maxcarga} \tag{2.3}$$

2.3 Dial

El dial permite obtener diferentes tiempos de operación para un mismo tipo de curva, este comportamiento se muestra en la figura 2.2. Los pasos del dial son muy cercanos entre sí en los relés digitales, lo que permite considerar el ajuste del dial como una función continua (ZAPATA & MEJÍA 2003b).

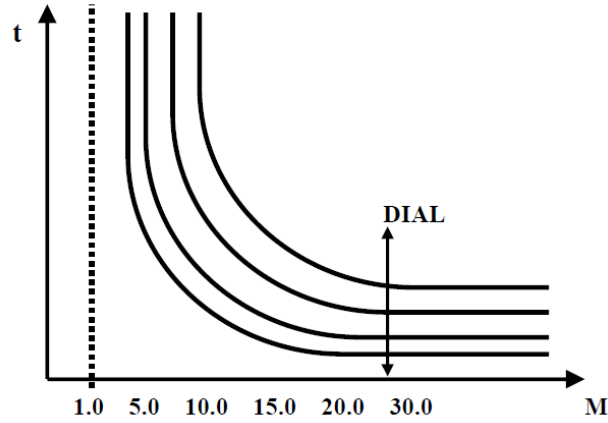


Figura 2.2: Curvas con diferente dial (ZAPATA & MEJÍA 2003b)

2.4 Planteamiento del problema de optimización

Modelar de forma adecuada el problema de coordinación de las protecciones, permite obtener una solución mucho más realista. El método de solución a implementar depende del tipo de problema de optimización obtenido. El primer paso es la selección de la función objetivo, esta debe representar el objetivo de la forma más efectiva para poder direccionar el ajuste que garantice la operación adecuada de cualquier condición operativa o falla considerada.

2.4.1 Análisis cualitativo de funciones objetivo

Las diferentes funciones objetivo estudiadas en esta sección, tienen características similares. Se podría afirmar que sin importar el origen de los autores, todas las funciones convergen en algunos puntos. La ecuación 2.4 propuesta en (Tjahjono et al. 2017), plantea la función objetivo como minimización del tiempo de operación del relé de respaldo en el lugar donde ocurre la falla t_b , este tiempo es multiplicado por W que corresponde al peso que demuestra la probabilidad de falla de la línea, n representa el número de relés de la red y b el identificador de número de relés. El peso W se asume como 1 en el artículo, restándole importancia a esta variable en el desarrollo del algoritmo.

$$\min \sum_{b=1}^n W * t_b \quad (2.4)$$

La función objetivo planteada en (Saberri & Amraee 2017) también incluye el peso que

demuestra la probabilidad de falla de la línea y como se mencionó anteriormente; este peso sólo tendría importancia en el caso de tener los datos reales para fallas en las líneas. La ecuación 2.5 sólo tiene en cuenta el tiempo de operación del relé principal t_p , dejándolo en desventaja frente a otras funciones que tienen en cuenta más variables como el tiempo de operación del relé de respaldo.

$$\min \sum_{p=1}^n W * t_p \quad (2.5)$$

Para la función 2.6 planteada en (Saleh et al. 2016) se tienen en cuenta factores importantes como relés de respaldo y principales, m es el lugar donde ocurre la falla. En el desarrollo del artículo asumen este punto como la mitad de la línea. $t_{p,abc}$ y $t_{b,abc}$ son respectivamente los tiempos de coordinación del relé de principal y de respaldo respecto al número de relés de la red, falla y lugar donde esta ocurre, x es el número de relés de respaldo, finalmente a , b , c y d son los identificadores de casos.

$$\min \sum_{a=1}^n \sum_{b=1}^k \sum_{c=1}^m (t_{p,abc} + \sum_{d=1}^x t_{b,abc}) \quad (2.6)$$

En el artículo (Albasri et al. 2015) se plantea la función objetivo 2.7 y también se mencionan las siguientes consideraciones:

- Las señales de la red no están afectadas por armónicos, saturación de corriente de los transformadores o componentes DC en decrecimiento.
- Las topologías de red son fijas excepto las consideradas transitorias.
- Las características de tiempo y corriente son limitadas a la curva de tiempo inverso mínimo definido.

$$\min \sum_{p=1}^n t_p \quad (2.7)$$

Por otro lado, es importante destacar que la función objetivo 2.8 planteada en (Saha et al. 2016) tiene más variables en cuenta respecto a algunas funciones mencionadas anteriormente, esta también incluye el peso que demuestra la probabilidad de falla de la línea, lo que genera una lejanía de la realidad, al asumir este peso como 1 y no tomar valores reales, pues los resultados se verán afectados al modificar el valor del peso.

$$\min \sum_{p=1}^n \sum_{b=1}^n (t_p + t_b) * W \quad (2.8)$$

Para finalizar, se analiza la función objetivo 2.9 planteada en (Alam 2019). Esta función representa una recopilación de algunas de las variables más importantes, tiene en cuenta tiempos de operación de los relés primarios y de respaldo. El CTI (tiempo del intervalo de coordinación) busca garantizar el cumplimiento del tiempo mínimo de coordinación y no alejarse mucho de este. Los factores α_1 y α_2 son factores de peso asociados a los tiempos de operación y se calculan por medio de un proceso desarrollado por los autores en dicha investigación para brindar una mejor respuesta al problema de optimización.

$$\min(\alpha_1 \sum_{p=1}^n (t_p)^2 + \alpha_2 \sum_{b=1}^m (t_b - CTI)^2) \quad (2.9)$$

2.4.2 Análisis cualitativo de restricciones

A pesar de que cada autor de las referencias consultadas plantea la solución del problema de formas diferentes, la mayoría de autores coincide en las restricciones implementadas. De esta forma, el fin de esta sección es presentar algunas de las restricciones más utilizadas en la literatura especializada.

En la ecuación 2.10 el tiempo de operación del relé de respaldo (t_b) menos el tiempo de operación del relé como protección principal (t_p) debe ser menor o igual al CTI (tiempo del intervalo de coordinación). El tiempo de operación del relé de respaldo debe estar en un límite de operación (ecuación 2.11), de la misma forma, el dial debe estar en un intervalo definido (ecuación 2.12), finalmente el CTI debe ser mayor que un CTI_{min} (ecuación 2.13).

$$t_b - t_p \leq CTI \quad (2.10)$$

$$t_{min} \leq t_b \leq t_{max} \quad (2.11)$$

$$DIAL_{min} \leq DIAL \leq DIAL_{max} \quad (2.12)$$

$$CTI \geq CTI_{min} \quad (2.13)$$

2.5 Análisis de estrategias de optimización

Algunas de las técnicas más usadas en la actualidad para la coordinación de las protecciones están basadas en el comportamiento de la naturaleza, según como brillan las luciérnagas (Tjahjono et al. 2017), como cazan lobos (Das et al. 2015) y hasta la forma en la que los pájaros cucú buscan un nido para sus huevos (Dehghanpour et al. 2018).

Estas técnicas son conocidas como técnicas metaheurísticas de optimización. El objetivo de estas técnicas es encontrar buenas respuestas para problemas que son más complejos, aunque no garantizan que la solución encontrada sea un óptimo. De esta forma, estos métodos son atractivos por el planteamiento y la formulación matemática, pero al ser no deterministas, en algunos casos no brindan una respuesta exacta, su respuesta es una aproximación, en contraste con los métodos exactos que ofrecen respuestas deterministas.

La decisión acerca de qué tipo de estrategia elegir para resolver el problema de optimización se ve influenciada en gran parte por la topología del sistema, debido a que los sistemas más robustos y complejos generan mayores inconvenientes para obtener una solución óptima. En la sección 3.2 se amplía la información acerca de la influencia de los estados operativos en la coordinación de las protecciones.

Algunas técnicas buscan abandonar el método de ensayo y error con el fin de encontrar una mejor alternativa realizando un proceso iterativo, pero esto implica estrés en los equipos eléctricos, por esto las técnicas de optimización más avanzadas buscan suplir esta problemática a la vez de encontrar la configuración óptima (Tjahjono et al. 2017).

Las técnicas basadas en el comportamiento de la naturaleza se implementan para problemas complejos y en algunos casos no lineales, pero cada técnica necesita que el problema a optimizar sea llevado a su lenguaje, es decir, debe ser codificado. En otras palabras, cada sistema de potencia en el cual se va a realizar optimización necesita ser “traducido” de forma que pueda ser llevado a los términos de la estrategia elegida para realizar la comparación.

Considerando lo anterior, a pesar que los métodos metaheurísticos ofrecen buenas y rápida soluciones, deben ser codificados adecuadamente, lo cual, en algunos casos puede resultar difícil de interpretar. Además de no entregar soluciones exactas. Por otro lado, los métodos exactos, al ser determinísticos, ofrecen resultados exactos del problema.

Capítulo 3

Metodología propuesta

Para determinar el ajuste de las protecciones de un sistema hay muchas alternativas. Elegir qué variables serán tenidas en cuenta o qué tipo de método será utilizado para realizar la optimización es fundamental para garantizar que el ajuste obtenido sea el adecuado para el sistema. Plantear una metodología que permita modelar cualquier sistema de forma que se encuentre una configuración óptima es una de las problemáticas que se busca solucionar a lo largo de este capítulo, con el objetivo de que este sea implementado en sistemas con diferentes topologías.

Cuando se analizan las estrategias propuestas para encontrar el ajuste óptimo de las protecciones en la literatura especializada, se observa que tienen algunas características similares en el planteamiento de la función objetivo y las restricciones, pero el optimizador utilizado en estos casos varía dado que implementan técnicas exactas o metaheurísticas. (Tjahjono et al. 2017, Radosavljevi & Jevti 2016, Saberi & Amraee 2017, Saleh et al. 2016, Albasri et al. 2015, Saha et al. 2016, Papaspiliotopoulos et al. 2017, Sharma et al. 2018).

De esta forma, para conseguir el ajuste adecuado de las protecciones, se diseñó una metodología general, con la cual se puedan variar las estrategias de coordinación, las funciones objetivo o incluso las restricciones, esto, con el fin de encontrar la configuración que garantice el menor tiempo de operación de los relés ante fallas. La metodología propuesta, como se mencionó anteriormente, está enfocada en el modelado del problema de optimización y se presenta en la figura 3.1, el cual se divide en cinco etapas que son descritas a continuación.

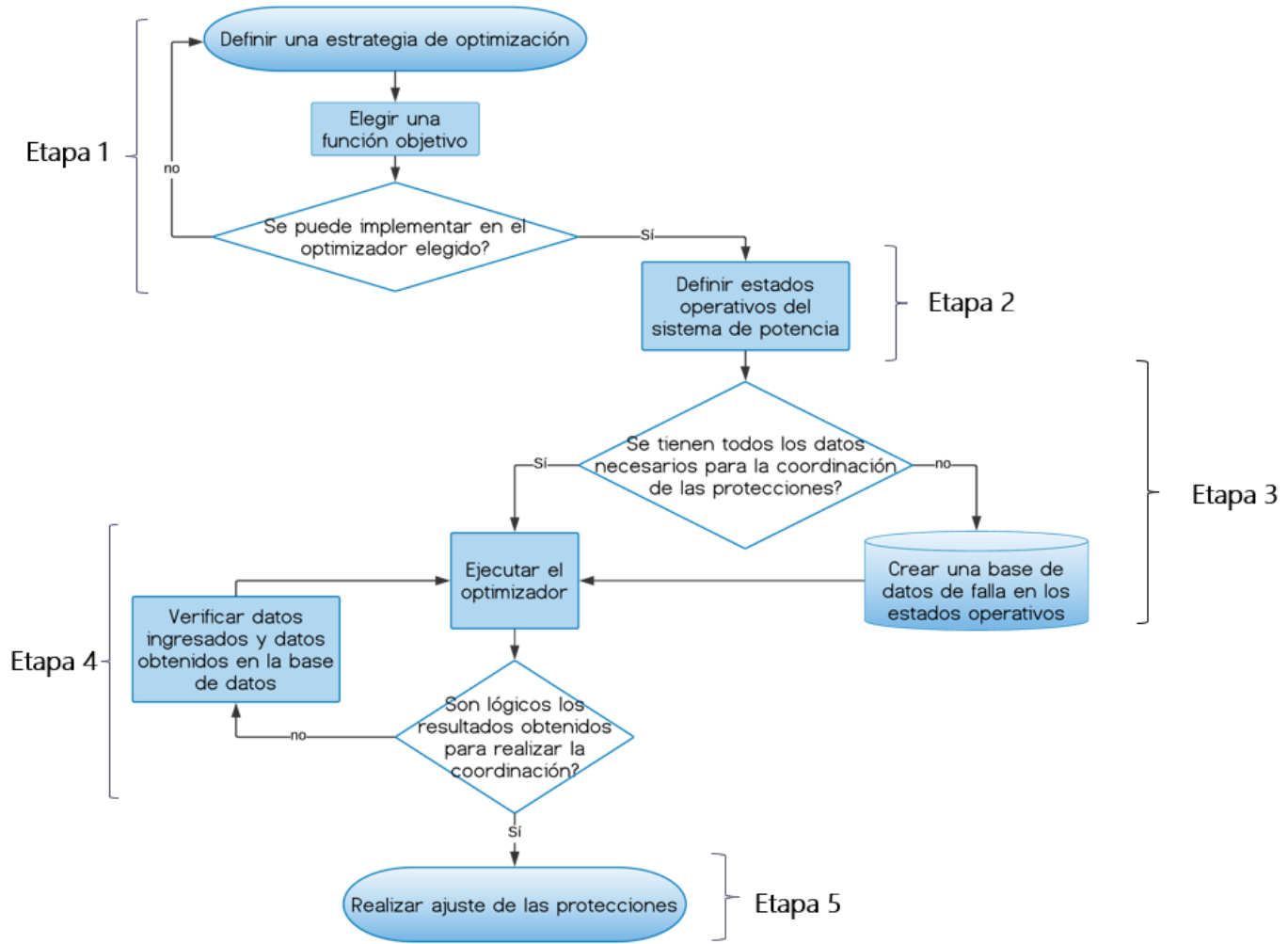


Figura 3.1: Metodología propuesta

3.1 Etapa 1: Definición del modelo matemático del problema de optimización

Para realizar la definición del problema de optimización se deben considerar varios aspectos:

- Elección de la estrategia de optimización a utilizar.
- Selección de la función objetivo que represente de forma adecuada el objetivo del problema de coordinación y que cumpla las características necesarias para ser utilizada en el optimizador elegido.

3.1.1 Elección de la estrategia de optimización

Al momento de elegir la estrategia de optimización debe ser tenida en cuenta la topología del sistema, debido a que el número de nodos, generadores, cargas y líneas aumenta la cantidad de condiciones operativas para realizar el ajuste de las protecciones.

Según la topología del sistema los autores de las referencias consultadas eligen “solvers” de tipo exacto (determinístico) o metaheurístico. Este análisis se realizó en la sección 2.5, de esta forma se puede determinar cuál es la estrategia que mejor se ajusta al caso de estudio.

Cuando un sistema es robusto son utilizados comúnmente los optimizadores de tipo metaheurístico, pues esta estrategia presenta un mejor comportamiento en sistemas con mayor cantidad de variables al momento de realizar la optimización, en cambio, un sistema más pequeño no trae consigo estos problemas y al tratarse de un espacio de solución menos restricto, se pueden usar estrategias de optimización de tipo exacto.

A pesar de que la mayoría de los autores consultados tienen preferencias por estrategias de tipo metaheurístico; las estrategias exactas siguen teniendo buenas respuestas cuando son implementadas, esto se puede observar cuando ambas estrategias son evaluadas en un mismo sistema (Alam 2019). Así que la elección de la estrategia no es una variable que implique una diferencia significativa en respuestas para topologías pequeñas, siempre y cuando el modelo matemático del problema sea codificado e implementado de forma adecuada.

3.1.2 Selección de la función objetivo

La función objetivo es la encargada de direccionar el problema de optimización, el correcto planteamiento de esta permitirá que los resultados obtenidos una vez ejecutado el optimizador garanticen el mejor funcionamiento de las protecciones. Para esto es necesario identificar

de las variables relevantes en el ajuste de los relés como son el tiempo de operación como protección principal, el tiempo de operación como protección de respaldo, el DIAL, la corriente de tap, la familia de curvas que se va a implementar, entre otros.

Una vez se realiza el análisis cualitativo de las funciones objetivo que mejor direccionen el problema de optimización, tal cómo se muestra en 2.4, se seleccionan las funciones que mejor se ajusten a las características del sistema elegido o incluso se puede realizar una propuesta de función objetivo. Una ventaja de considerar diferentes funciones objetivo es realizar una comparación entre ellas y así determinar cuál tiene una mejor respuesta en términos de tiempo de operación.

3.2 Etapa 2: Análisis de estados operativos

El estudio de los estados operativos es crucial al momento de encontrar los ajustes adecuados para las protecciones, pues en cada condición, el comportamiento de las corrientes de carga y falla varían restringiendo el espacio de búsqueda, lo que representa un problema al momento de realizar el ajuste de las protecciones. De esta forma, se debe realizar un análisis de contingencias para obtener los posibles casos operativos. De esta forma, se debe realizar un análisis de contingencias para obtener los posibles casos operativos.

3.2.1 Análisis de contingencias

Las contingencias indican que uno o varios elementos del sistema dejan de operar, bien sea porque ocurre una falla, están realizando mantenimiento o en el caso de los generadores distribuidos, si los niveles de sol o viento no son los necesarios para generar energía.

Para realizar el análisis de los estados operativos, se deben tener en cuenta las contingencias con mayor incidencia en el sistema, así se evita realizar cálculos de ajustes en condiciones operativas que sean improbables.

Las contingencias de tipo N-1 y N-2 son las más implementadas en las fuentes consultadas, pues estas presentan un comportamiento similar a los sistemas reales. Es importante resaltar que no se deben evaluar contingencias que hagan que el sistema sea inoperable, como sería un caso donde todos los generadores o todas las líneas estén en falla.

Como se presenta en la figura 3.2, como ejemplo, el sistema está compuesto de 4 barras, 2 generadores y 2 cargas pero cuando se analizan las contingencias de tipo N-1 y N-2 se obtienen

15 estados operativos diferentes mostrando, de esta forma, la gran cantidad de variaciones que puede tener un mismo sistema y cómo este análisis se puede volver más complejo ante topologías más robustas.

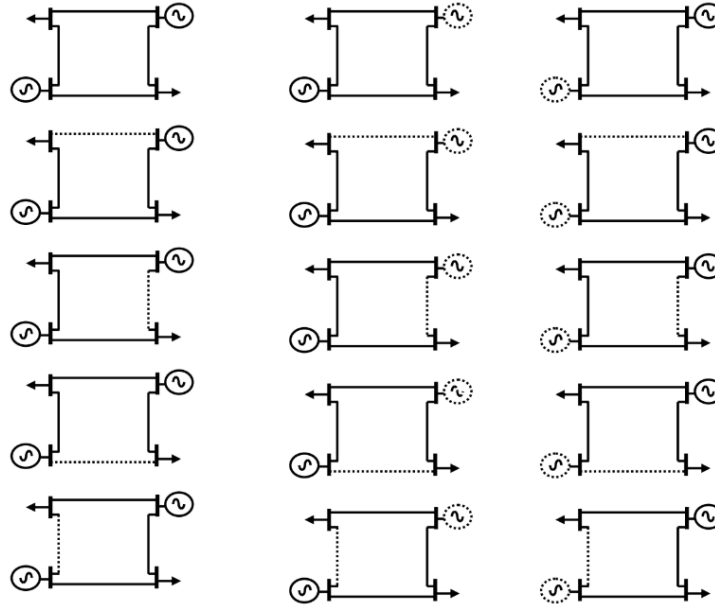


Figura 3.2: Ejemplo de estados operativos en un sistema (Zapata & Mejia 2003a)

3.3 Etapa 3: Creación de la base de datos

Este es otro componente importante al momento de realizar el ajuste de las protecciones, pues la base de datos proporciona valores de corriente de carga y corriente de falla para los relés como protección principal y de respaldo, valores fundamentales para encontrar los ajustes adecuados para los relés.

3.3.1 Base de datos a partir de simulación

Los valores de las corrientes necesarios pueden ser obtenidos de la simulación en algún software como Simulink, NEPLAN, DIgSILENT, etc. En este paso es fundamental determinar el tipo o los tipos de falla que se van a evaluar para el sistema. Las fallas pueden ser trifásicas, trifásicas a tierra, monofásicas, monofásicas a tierra, bifásicas o bifásicas a tierra. Así se determinará la corriente de falla para cada relé actuando como protección principal y de respaldo.

3.3.2 Base de datos a partir de datos operador de red

Los datos de un operador de red no corresponden netamente al comportamiento real del sistema de potencia, también tienen componentes de simulación en conjunto con análisis de probabilidad de incidencia de fallas en líneas y generadores, estos datos son mejores, pues los ajustes obtenidos a partir de ellos garantizan ser más cercanos a la realidad.

3.4 Etapa 4: Ejecución del optimizador

Si las etapas anteriores se cumplen a cabalidad y de forma adecuada, la ejecución del optimizador debería ser relativamente fácil, debido a que el enfoque de esta metodología es que se pueda variar la estrategia de optimización y la función objetivo según sea el caso.

La elección de la estrategia de optimización, como se mencionó anteriormente, depende del sistema elegido, la topología, las contingencias, la función objetivo y las restricciones, es decir, el tipo de problema obtenido a partir del modelo matemático.

Cada estrategia de optimización requiere algunas variaciones, pues los métodos necesitan una “traducción” al lenguaje de cada una de las estrategias. Esto significa que el problema debe ser escrito en términos del optimizador elegido. Para realizar esta “traducción” se debe comprender el funcionamiento del optimizador y como se inicializan las variables. Cuando no se realiza este paso de forma adecuada los resultados obtenidos no serán adecuados para la coordinación.

3.4.0.1 Estrategias de optimización de tipo exacto

Las estrategias exactas, suponen que todos los parámetros del problema son conocidos, o al menos suponen que el valor medio es una variable conocida. Por esto, este tipo de estrategias son más usadas en casos con sistemas pequeños, cuyas condiciones operativas estén bien acotadas.

3.4.0.2 Estrategias de optimización de tipo metaheurístico

Los conceptos actuales de lo que es una metaheurística están basados en las diferentes interpretaciones de lo que es una forma inteligente de resolver un problema. Las metaheurísticas son estrategias inteligentes para diseñar o mejorar procedimientos heurísticos muy generales con un alto rendimiento. Las metaheurísticas son estrategias para diseñar procedimientos heurísticos. Por tanto, los tipos de metaheurísticas se establecen, en primer lugar, en función del tipo de procedimientos a los que se refiere. Algunos de los tipos fundamentales son

las metaheurísticas para los métodos de relajación, las metaheurísticas para los procesos constructivos, las metaheurísticas para las búsquedas por entornos y las metaheurísticas para los procedimientos evolutivos (*Metaheurísticas para Búsqueda y Optimización (Parte 1)* - *Fernando Sancho Caparrini* n.d.).

3.4.1 Análisis de datos obtenidos con la estrategia elegida

Una vez obtenidos los datos correspondientes del ajuste de los relés, se deben verificar los resultados, pues es fundamental que se cumplan todas las restricciones y que los datos sean lógicos (Que cumplan con los límites del funcionamiento de un relé). Si alguno de los datos obtenidos no tiene sentido o no cumple las restricciones es necesario verificar nuevamente las ecuaciones ingresadas, las corrientes de la base de datos y si es el caso la “traducción” del problema de optimización a los términos de la estrategia implementada.

3.5 Etapa 5: Realizar el ajuste de los relés

Finalmente, si los valores de ajuste obtenidos cumplen con las restricciones y son lógicos (En términos constructivos del relé) se procede a realizar el ajuste de las protecciones en los relés.

Idealmente se debería probar en un entorno controlado para comprobar el funcionamiento de las protecciones antes de realizar la implementación en un sistema real.

Capítulo 4

Resultados

Una vez definida la metodología propuesta en el capítulo 3, fué seleccionado el sistema mostrado en la figura 4.1. Este sistema se eligió porque contiene una parte radial comprendida entre las barras B1 y B2 y una parte enmallada en las barras B2, B3 y B4, lo que lo convierte en un caso interesante para realizar la coordinación de las protecciones (Alam 2019).

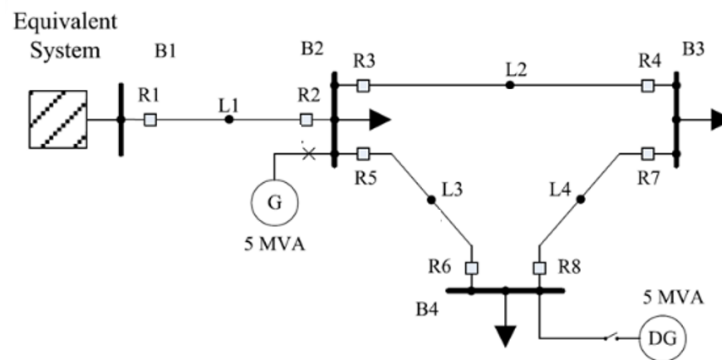


Figura 4.1: Sistema implementado (Alam 2019)

Las tablas 4.1 y 4.2 muestran los datos de línea del sistema de la figura 4.1 y la tabla 4.3 muestra los valores de las cargas.

Tabla 4.1: Longitud de las líneas

Línea	Valor	Unidades
L1	15	km
L2	12	km
L3	8	km
L4	8	km

Tabla 4.2: Componentes de secuencia de las líneas

Secuencia	Valor	Unidades
R0	0.5868094	Ω/km
L0	1.306735	Ω/km
C0	1.918928524	$\mu\mathcal{U}/km$
R+	0.2364925	Ω/km
L+	0.4170011	Ω/km
C+	4.002092474	$\mu\mathcal{U}/km$

Tabla 4.3: Cargas del sistema

Carga	Valor (Ω)
C1	56.41+j27.32
C2	112.8+j54.56
C3	263.21+j127.5

4.1 Definición del problema de optimización

Para realizar la optimización del problema se eligió el “solver” MINOS, este es un paquete de software Fortran que utiliza métodos de optimización exactos, especializado para resolver problemas matemáticos lineales y no lineales. Como se explicó en la sección 3.4.0.2, para sistemas pequeños y con variables acotadas, este tipo de software entrega respuestas exactas en comparación con otras técnicas.

4.1.1 Función objetivo seleccionada

Se eligieron dos funciones objetivo para realizar un análisis comparativo de la respuesta de cada una ante el problema propuesto y así determinar cual direcciona un mejor ajuste de las

protecciones.

La función objetivo 4.1 es de tipo lineal y sólo tiene en cuenta los valores de tiempo de operación de los relés como protección principal. Por otro lado, la función objetivo 4.2 es de tipo no lineal y tiene en cuenta el tipo de operación de los relés como protecciones principales y de respaldo, además usa el CTI (Intervalo de tiempo de coordinación) e implementa un método llamado ASOTPBR (Alam 2019) (average sum of the operating times of primary and backup relays / suma promedio de los tiempos de operación de los relés principales y de respaldo) mostrado en la ecuación 4.3, por medio del cual se calculan los valores de α_1 y α_2 .

$$\min \sum_{p=1}^n t_p \quad (4.1)$$

$$\min(\alpha_1 \sum_{p=1}^n (t_p)^2 + \alpha_2 \sum_{b=1}^m (t_b - CTI)^2) \quad (4.2)$$

$$ASOTPBR = \frac{1}{n} \sum_{p=1}^n t_p + \frac{1}{m} \sum_{b=1}^m t_b \quad (4.3)$$

El método para calcular α_1 y α_2 por medio de la ecuación 4.3, es un ensayo estadístico, en el cual se prueban distintos valores de α_1 y α_2 para crear una gráfica y así elegir los valores que garantizan el mínimo tiempo en la función objetivo. Este proceso se muestra en detalle en (Alam 2019), la figura 4.2 muestra la gráfica obtenida para la selección de α_1 .

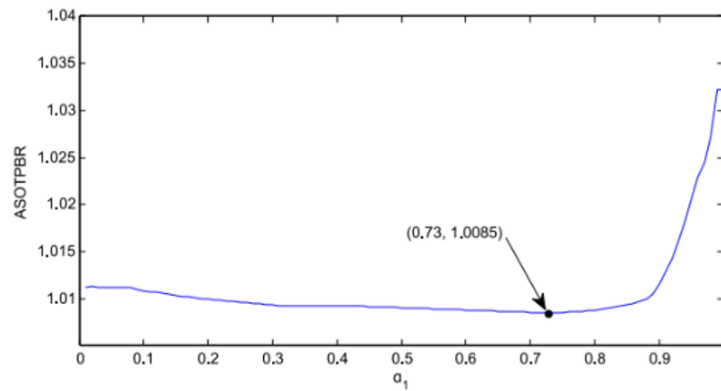


Figura 4.2: Cálculo de α_1 (Alam 2019)

Una vez se obtiene el valor de α_1 , entonces α_2 se calcula por medio de la ecuación 4.4. Así se define $\alpha_1=0.73$ y $\alpha_2=0.27$.

$$\alpha_1 + \alpha_2 = 1 \quad (4.4)$$

La familia de curvas elegida es la IEC tiempo inverso estándar (Blackburn & Domin 2014). La curva de operación se muestra en la figura 2.1. Los valores de a y n son parámetros de forma de la curva y se usan en la ecuación que define el tiempo de operación mostrado en 4.5.

$$t = \frac{a * DIAL}{M^n - 1} \quad (4.5)$$

4.1.2 Restricciones del sistema

Las restricciones del sistema se seleccionaron realizando un análisis de la misma forma que en la sección 2.4.2, con el fin de determinar cuáles restricciones son más relevantes. Las restricciones elegidas se muestran en las ecuaciones 4.6, 4.7 y 4.8.

$$t_b - t_p \geq CTI \quad (4.6)$$

$$DIAL \geq DIAL_{min} \quad (4.7)$$

$$t - k * DIAL \geq 0 \quad (4.8)$$

Donde:

$$k = \frac{a}{M^n - 1} \quad (4.9)$$

$$M = \frac{ifalla}{itap} \quad (4.10)$$

4.2 Análisis de estados operativos

Las condiciones operativas del sistema son de tipo N-1 y N-2, esto, con la finalidad de garantizar la operación del sistema y considerar las contingencias que tienen mayor probabilidad en el sistema.

La primera condición operativa es el sistema ante operación normal y las 12 condiciones operativas restantes se muestran en la figura 4.3. Las contingencias seleccionadas consideran la salida de los generadores, generadores más cada una de las líneas, líneas y finalmente la operación en modo isla (desconexión del sistema de la red principal o en operación autónoma).

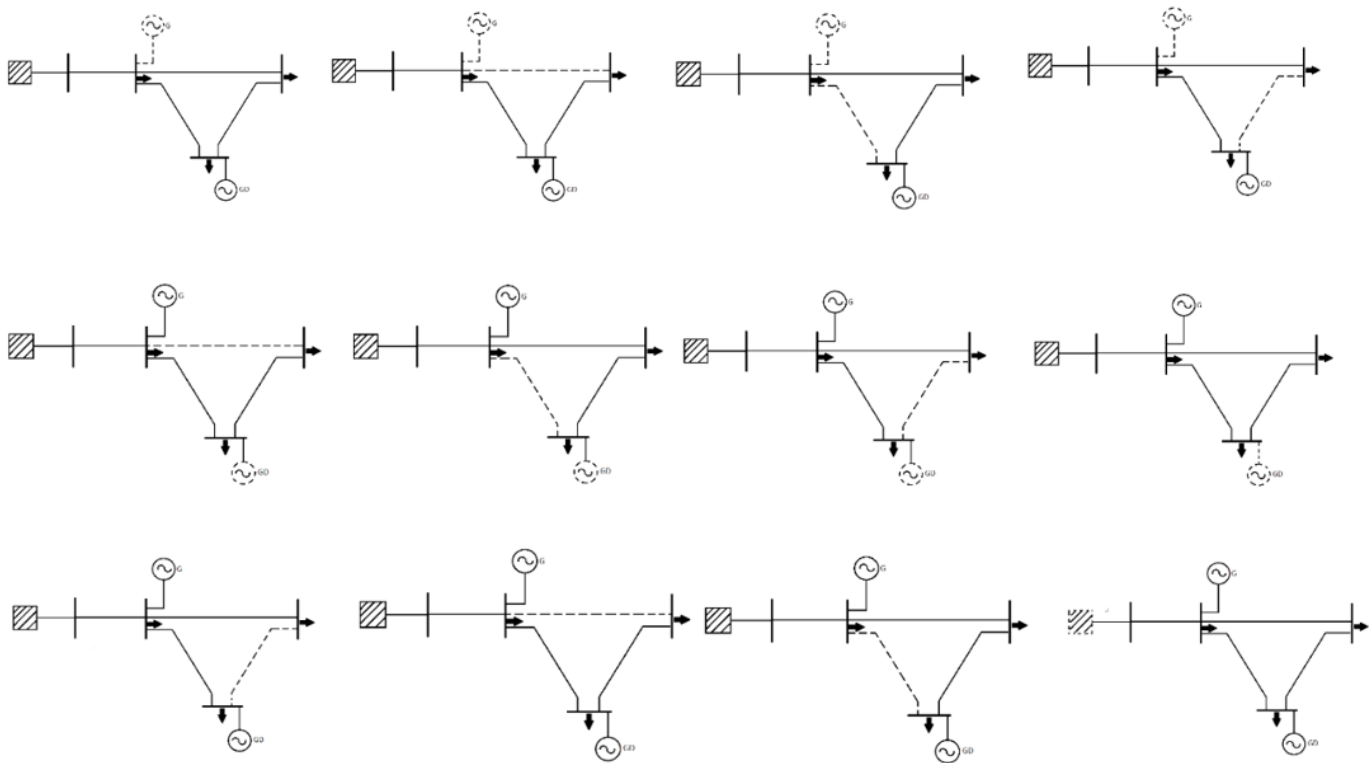


Figura 4.3: Contingencias del sistema

4.3 Base de datos

Para realizar la coordinación del sistema, es importante conocer el comportamiento del mismo en cada una de las condiciones operativas. El valor de la corriente de carga, y las corrientes de falla para cada uno de los relés operando como protección principal y de respaldo se obtuvo mediante una simulación del sistema en Simulink.

Los datos obtenidos se prueban bajo fallas trifásicas a tierra, debido a que este tipo de fallas se considera uno de los casos más severos para el ajuste de las protecciones. Un esquema

en simulink de la simulación realizada se muestra en la figura 4.4.

Los generadores son modelados como generadores ideales y a pesar de que hay un generador planteado como generador distribuido, no hay datos suficientes para implementarlo en la simulación, dado que no se especifica que tipo de generador es (eólico, solar, diésel, etc). Con los datos obtenidos mediante la simulación, se crea un tabla con los datos para llevar a GAMS el cual fué el software seleccionado para escribir el modelo matemático del problema de optimización y así encontrar el tiempo de operación.

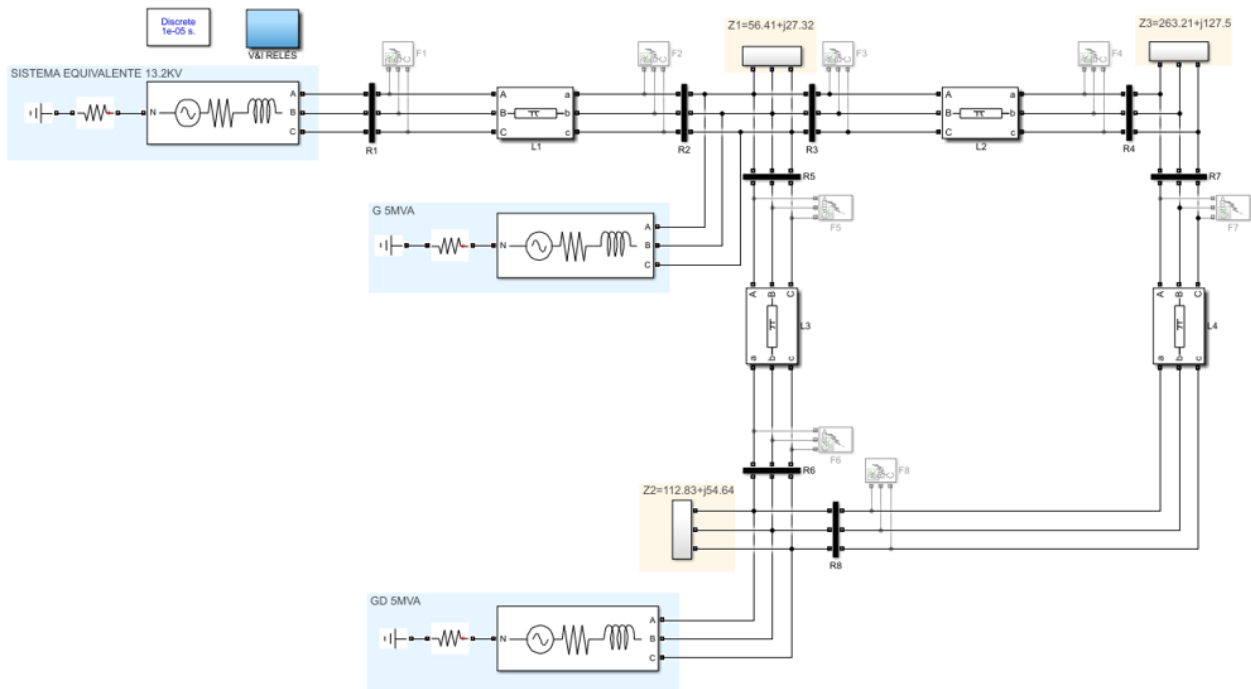


Figura 4.4: Simulación del sistema en simulink

4.3.0.1 Datos obtenidos para cada condición operativa

Los datos consignados en las tablas 4.4, 4.5, 4.6 y 4.7 son sólo algunos de los 13 estados operativos. Se presentan estos casos para verificar como varían las corrientes en cada condición operativa.

Con estos datos, se calculan los valores de k (ecuación 4.9) y M (ecuación 4.10) para realizar la optimización usando el software GAMS y obtener el ajuste de las protecciones en cada caso operativo y finalmente el ajuste global considerando todos los casos.

Tabla 4.4: Datos obtenidos mediante simulación para estado operativo normal

Relé	Imax carga	Iarranque	Ifalla local	Ifalla remota
1	41.0524	61.5786	6353.8281	891.3418
2	41.1603	61.7405	1823.7320	645.1878
3	7.2102	10.8153	2473.4116	679.9707
4	7.3106	10.9659	815.5225	216.8145
5	2.9457	4.4186	2149.7376	795.4331
6	2.7738	4.1607	1369.9880	544.4038
7	9.9886	14.9829	686.0947	316.8082
8	9.8657	14.7986	1842.1251	813.2366

Tabla 4.5: Datos obtenidos mediante simulación para contingencia N-1 (Salida G1)

Relé	Imax carga	Iarranque	Ifalla local	Ifalla remota
1	65.4459	98.1689	6353.6648	891.4280
2	65.5915	98.3873	775.6498	419.7470
3	2.8092	4.2138	1437.0808	489.3374
4	2.5674	3.8511	702.8017	216.7795
5	15.7453	23.6180	1121.5952	469.8314
6	15.5706	23.3559	1238.4203	544.3461
7	16.0415	24.0623	497.4748	187.1541
8	15.9112	23.8668	1511.5768	700.2628

Tabla 4.6: Datos obtenidos mediante simulación para contingencia N-2 (Salida GD y L3)

Relé	I _{max} carga	I _{arranque}	I _{falla local}	I _{falla remota}
1	61.5275	92.2913	6353.7118	891.4174
2	61.6615	92.4923	1062.1521	505.6140
3	53.5368	80.3052	1926.4940	760.2819
4	53.6905	80.5358	59.1671	13.3199
5	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
6	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
7	37.3611	56.0417	765.2038	538.4126
8	37.4588	56.1882	9.2747	9.2777

Tabla 4.7: Datos obtenidos mediante simulación para contingencia N-1 (Modo isla)

Relé	I _{max} carga	I _{arranque}	I _{falla local}	I _{falla remota}
1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	0.4400	0.6600	1823.5329	645.1460
3	2.3473	3.5210	1610.2422	536.0326
4	2.5248	3.7872	734.5626	216.8103
5	10.9320	16.3980	1290.4823	540.3840
6	10.8435	16.2653	1274.3922	544.4162
7	14.5533	21.8300	543.6461	215.2462
8	14.4571	21.6857	1598.3262	732.0738

4.4 Ejecución del optimizador

Una vez se ejecuta el optimizador con todos los datos obtenidos hay dos respuestas. La primera respuesta corresponde a los ajustes en tiempo y dial para los relés en cada condición operativa y la segunda respuesta es global, con la finalidad de garantizar la coordinación ante cualquier condición operativa.

4.4.1 Resultados para cada caso operativo

Como se eligieron dos funciones objetivo, se pretende realizar una comparación de los ajustes obtenidos, con el fin de determinar cuál función objetivo brinda una mejor respuesta tanto para los casos individuales como para el caso global. En la tabla 4.8 se muestra como deben

operar los relés ante fallas en las líneas.

Tabla 4.8: Coordinación de los relés según la zona en falla

Zona en falla	Relé primario	Relé de respaldo
L1	2	4
L1	2	6
L2	3	1
L2	3	6
L2	4	8
L3	5	1
L3	5	4
L3	6	7
L4	7	3
L4	8	5

Tabla 4.9: Configuración para estado operativo normal con función objetivo 4.1

Relé	t falla local	t falla remota	DIAL
1	0.534	0.945	0.371
2	0.200	0.291	0.100
3	0.732	0.973	0.600
4	0.646	0.945	0.415
5	0.745	0.897	0.701
6	0.776	0.932	0.682
7	0.773	0.976	0.439
8	0.697	0.846	0.504

Tabla 4.10: Configuración para estado operativo normal con función objetivo 4.2

Relé	t falla local	t falla remota	DIAL
1	0.534	0.945	0.371
2	0.200	0.291	0.100
3	0.732	0.973	0.600
4	0.646	0.945	0.415
5	0.745	0.897	0.701
6	0.776	0.932	0.682
7	0.773	0.976	0.439
8	0.697	0.846	0.504

Tabla 4.11: Configuración para estado operativo con salida de G1 y función objetivo 4.1

Relé	t falla local	t falla remota	DIAL
1	0.472	0.909	0.263
2	0.332	0.476	0.100
3	0.617	0.765	0.545
4	0.696	0.909	0.545
5	0.709	0.924	0.407
6	0.642	0.817	0.379
7	0.565	0.842	0.252
8	0.724	0.896	0.447

Tabla 4.12: Configuración para estado operativo con salida de G1 y función objetivo 4.2

Relé	t falla local	t falla remota	DIAL
1	0.472	0.909	0.263
2	0.332	0.476	0.100
3	0.617	0.765	0.545
4	0.696	0.909	0.545
5	0.709	0.924	0.407
6	0.642	0.817	0.379
7	0.565	0.842	0.252
8	0.724	0.896	0.447

Los resultados de las tablas 4.9, 4.10, 4.11 y 4.12 muestran que se obtuvo el mismo ajuste para los relés, sin importar la variación de la función objetivo, esto indica, que las dos

funciones objetivo están direccionando los ajustes de los relés hacia el mismo valor, como era de esperarse.

Para probar si los ajustes obtenidos cumplen con la coordinación se verificó simulando una falla en la línea 4, dónde actúa R7 como protección principal y R3 como respaldo, las imágenes 4.5 y 4.6 muestran el comportamiento de los relés ante esa falla con condición operativa normal y con la salida de operación del G1 respectivamente. En las imágenes presentadas se observa que los relés están coordinados adecuadamente y se cumple el CTI.

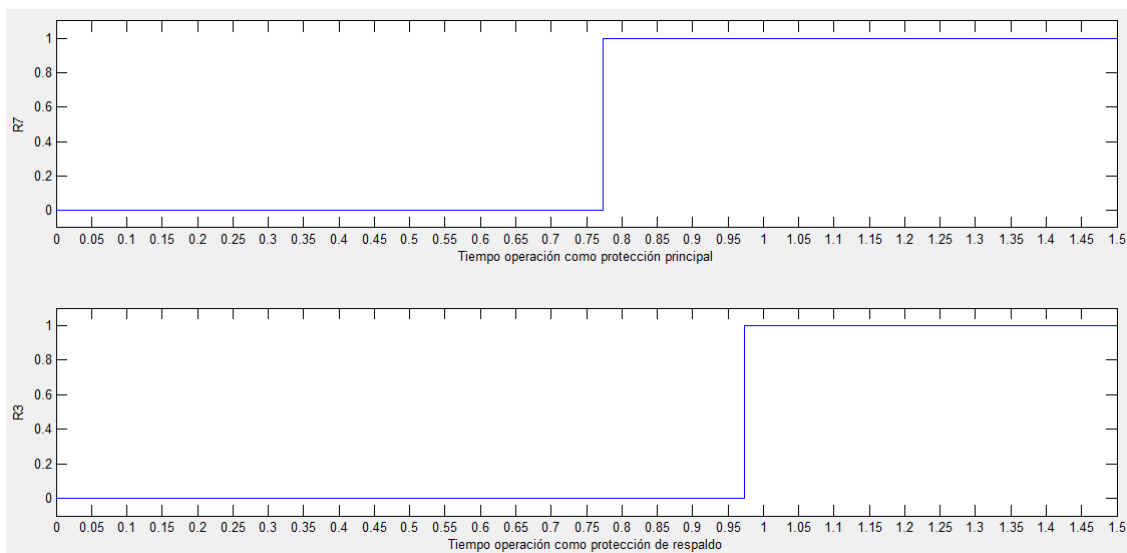


Figura 4.5: R7 y R3 ante falla en L4 (Evaluando en condición operativa normal)

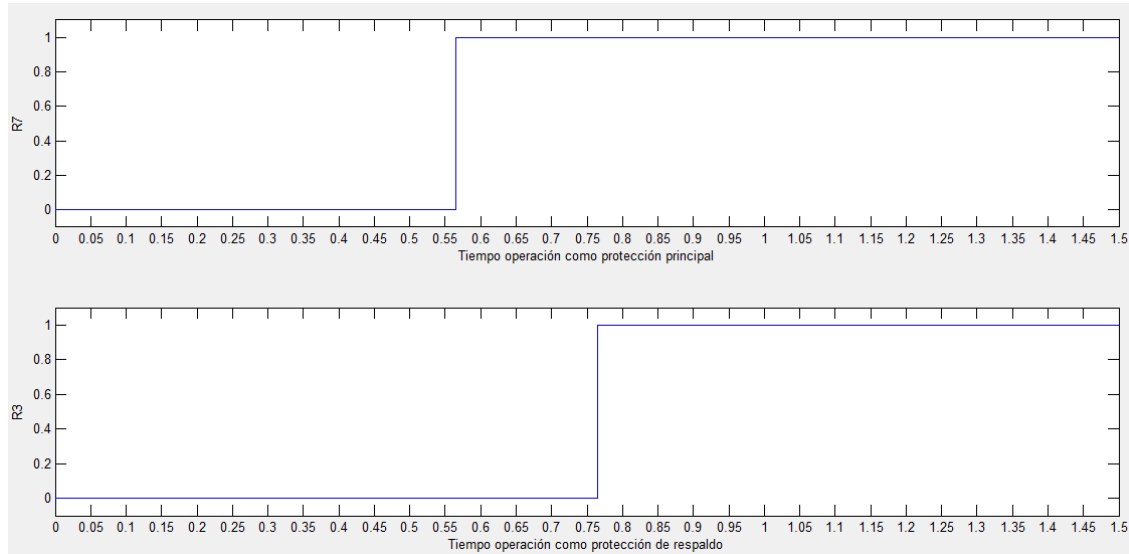


Figura 4.6: R7 y R3 ante falla en L4 (Evaluando en condición operativa salida G1)

Los resultados presentados muestran como la configuración varía para cada condición operativa, pero no varía con cada función objetivo, lo que implica, que para estos casos, tiene mayor importancia cada una de las restricciones que la función objetivo, pues son las restricciones quienes se encargan de definir el espacio de solución haciendo, de esta forma, difícil encontrar configuraciones diferentes sólo variando la función objetivo.

4.4.2 Resultados ajuste global

Para la configuración de los relés de forma global, se pretende garantizar no solo el que se cumplan de las restricciones; sino que los relés actúen de forma adecuada ante cualquier tipo de falla, en cualquier condición operativa.

Los datos de ajuste obtenidos para cada función objetivo evaluada se presentan en las tablas 4.13 y 4.14 respectivamente.

Tabla 4.13: Configuración global para el sistema con función objetivo 4.1

Relé	t falla local	t falla remota	DIAL
1	5.033	7.917	3.073
2	2.362	3.366	0.499
3	9.073	12.947	4.252
4	1.332	2.953	1.297
5	5.708	7.217	2.591
6	5.982	7.066	2.906
7	17.288	22.144	6.624
8	4.578	5.287	2.253

Tabla 4.14: Configuración global para el sistema con función objetivo 4.2

Relé	t falla local	t falla remota	DIAL
1	5.033	7.917	3.073
2	2.362	3.366	0.499
3	9.073	12.947	4.252
4	1.332	2.953	1.297
5	5.708	7.217	2.591
6	5.982	7.066	2.906
7	17.288	22.144	6.624
8	4.578	5.287	2.253

De la misma forma que se realizó la verificación de los resultados con los ajustes para cada caso operativo, la figura 4.7 muestra los tiempos de operación del relé 7 como protección principal y 3 como protección de respaldo ante falla en la línea L4 para el ajuste global de las protecciones.

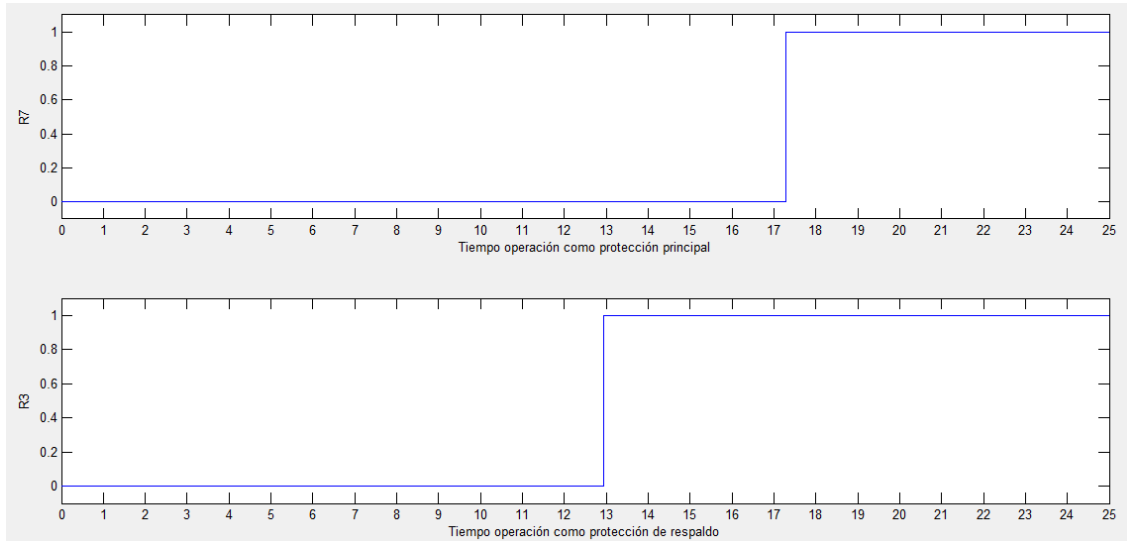


Figura 4.7: R7 y R3 ante falla en L4 (Respuesta para caso global)

Ante estos resultados se observa que los ajustes son iguales para las funciones objetivo 4.1 y 4.2, tal cual como se presentó en la configuración para cada condición operativa, lo que indica que la variación de la función objetivo. Ambos casos cumplen con las restricciones del sistema.

El resultado obtenido es el esperado, debido a que la configuración de los relés tiene tiempos de operación mayores en comparación con los obtenidos en los casos individuales, esto sucede porque al restringir el problema con las 13 condiciones operativas, el tiempo de respuesta va aumentando, con el fin de cumplir con todas las restricciones ingresadas. No obstante, se puede observar, que el tiempo de operación de los relés como protección principal y de respaldo son del orden de los segundos, en algunos casos superan los 15 segundos. Esto hace que la configuración no sea aplicable desde un punto de vista real, a pesar de cumplir con la coordinación de los relés de forma adecuada.

Tal cual como sucedió con el ajuste obtenido para cada estado operativo, para el ajuste global se obtuvo la misma respuesta para ambas funciones objetivo, lo que confirma la premisa de que las restricciones son las encargadas de definir el espacio de solución y aunque se tomen funciones objetivo tan diferentes entre sí (una de tipo no lineal y la otra lineal) se obtiene la misma configuración.

Por otro lado, como se menciona, los tiempos de operación presentados son muy grandes, a pesar de que se cumplen las restricciones esperar 22 segundos para que actúe un relé no es

óptimo. Los tiempos obtenidos son tan grandes debido a la gran cantidad de restricciones planteadas. Es por esta razón que se probó nuevamente el sistema, pero esta vez sólo se consideraron las restricciones de tipo N-1. Estas condiciones operativas son salida de los generadores G1 y GD, salida de cada una de las líneas y operación en modo isla. Las tablas 4.15 y 4.16 muestran los ajustes obtenidos con esta nueva consideración.

Tabla 4.15: Configuración global para la función objetivo 4.1 considerando sólo contingencias de tipo N-1

Relé	t falla local	t falla remota	DIAL
1	2.720	4.278	1.661
2	0.474	0.675	0.100
3	3.064	4.372	1.436
4	1.332	2.953	1.297
5	5.708	7.217	2.591
6	1.421	2.201	0.905
7	5.599	7.172	2.145
8	4.578	5.287	2.253

Tabla 4.16: Configuración global para la función objetivo 4.2 considerando sólo contingencias de tipo N-1

Relé	t falla local	t falla remota	DIAL
1	1.442	2.268	0.881
2	0.858	1.222	0.181
3	3.064	4.372	1.436
4	1.234	1.094	0.480
5	1.852	2.342	0.841
6	1.421	2.201	0.905
7	5.599	7.172	2.145
8	1.858	2.146	0.914

Los resultados de las tablas 4.15 y 4.16 muestran tiempos de operación menores que los obtenidos cuando se consideran las restricciones de tipo N-1 y N-2, este es el resultado esperado, pues fueron consideradas restricciones menos extremas, como lo son la salida de los elementos en las contingencias N-2.

Tener en cuenta sólo las condiciones asociadas a contingencias N-1 no es un error, debido a que estas contingencias son las que tienen mayor probabilidad de incidencia.

Otra característica particular es que estos ajustes sí varían cuando se evalúan diferentes funciones objetivo, la configuración obtenida con la función objetivo 4.2 presenta tiempos de operación menores que los asociados a la función objetivo 4.1, en este caso, se observa como la función objetivo 4.2 que es cuadrática, direcciona mejor el ajuste de los relés, obteniendo tiempos de operación menores, esto puede ocurrir debido a la convergencia cuadrática en comparación con la función objetivo 4.1 que es de tipo lineal.

Estos resultados prueban que para definir una configuración global es necesario modificar las restricciones del sistema planteadas para cada condición operativa, si bien, se obtienen resultados que cumplen con las restricciones, estos resultados tienen tiempos de operación tan grandes que no son aplicables en la vida real, por esto es necesario eliminar algunas restricciones para obtener los ajustes de tipo global y sólo tener en cuenta las restricciones que tienen mayor incidencia en la red.

Capítulo 5

Conclusiones

Las características que deben ser consideradas para el diseño de un esquema de protección son sensibilidad, selectividad, velocidad, confiabilidad, simplicidad y economía. Cada uno de los factores mencionados anteriormente son de vital importancia, pues la coordinación de las protecciones es fundamental para el funcionamiento óptimo de las microrredes, garantizando no sólo el funcionamiento eficiente de los sistemas y evitando sobre-costos asociados a fallas.

La propuesta de este trabajo es una configuración global, que garantice la correcta operación de los relés ante los estados operativos con mayor probabilidad y que también cumpla con las características funcionales de protección de sistemas eléctricos. Si bien, se obtuvo una configuración para cada estado operativo, implementar estos ajustes implicaría agregar un sistema de comunicaciones a la red, que todo el tiempo esté informando sobre el estado de esta. Con la propuesta global, se busca evitar el costo asociado a los sistemas de comunicación y hace que el ajuste sea lo más simple posible, debido a que una sola configuración basta para el sistema completo y no se deben hacer re-ajustes con cada cambio de estado operativo como ocurre en el caso de las protecciones adaptivas.

Determinar el modelo matemático que mejor representa la microrred elegida es una de las herramientas más importantes al momento de buscar el ajuste adecuado para las protecciones, pues esto garantiza que se pueda evaluar el mismo sistema con diferentes métodos de solución, funciones objetivo o restricciones. Con el modelo matemático del sistema planteado de forma adecuada se pueden comparar resultados y configurar los relés de la mejor forma posible, para garantizar la confiabilidad del sistema de protecciones.

Cuando se busca una respuesta global para el ajuste, se obtiene una configuración que se ve afectada, en ciertos casos, con el cambio de la función objetivo. Esto sucede porque las funciones elegidas tienen características diferentes entre sí, direccionando los ajustes de

forma diferente. Así con el cambio de las restricciones para obtener la configuración global, se observa como la función no lineal tiene mejores respuestas. Este era uno de los resultados esperados. Adicionalmente, el tiempo de operación obtenido para la configuración global es mayor comparado con el de cada condición operativa, pero aún así se garantiza la correcta operación de los relés ajustados de forma global.

Respecto al caso Colombiano, esta estrategia de coordinación es una buena alternativa, debido a que se puede implementar en microrredes sin necesidad de incluir un sistema de comunicaciones, el cuál elevaría el costo del sistema.

Los resultados obtenidos son satisfactorios, debido a que en la literatura consultada, no se presentaba nunca una configuración global para los n estados operativos de cada documento, adicional, la respuesta fué la esperada, debido a que, al momento de aumentar las restricciones, se esperaba que la configuración de los relés (en tiempo de operación) aumentara con respecto a la configuración individual

5.1 Futuros trabajos de investigación

Debido a que se obtuvo una metodología para modelar el problema de coordinación y se compararon las respuestas de un mismo sistema, ante diferentes condiciones operativas, se propone, como trabajo futuro, comparar los resultados obtenidos con el solver MINOS con otras técnicas de optimización, para comprobar si las restricciones tienen la mayor influencia sobre la configuración o cada método proporcionará respuestas con un mejor tiempo de operación.

Finalmente, se propone probar el modelo matemático propuesto en un modelo más robusto implementando técnicas metaheurísticas para comparar los resultados con los obtenidos en el desarrollo de este trabajo.

Bibliografía

- 1715.pdf (n.d.), <http://www.fedebiocombustibles.com/files/1715.pdf>. (Accessed on 07/03/2019).
- Alam, M. N. (2019), ‘Adaptive protection coordination scheme using numerical directional overcurrent relays’, *IEEE Transactions on Industrial Informatics* **15**(1), 64–73.
- Albasri, F. A., Alroomi, A. R. & Talaq, J. H. (2015), ‘Optimal coordination of directional overcurrent relays using biogeography-based optimization algorithms’, *IEEE Transactions on Power Delivery* **30**(4), 1810–1820.
- apolo.creg.gov.co* (n.d.), <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5fffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191?OpenDocument>. (Accessed on 07/03/2019).
- apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2008-Creg097-2008* (n.d.), <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2008-Creg097-2008>. (Accessed on 07/03/2019).
- Blackburn, J. L. & Domin, T. J. (2014), *Protective relaying: principles and applications*, CRC press.
- Das, K. R., Das, D. & Das, J. (2015), Optimal tuning of pid controller using gwo algorithm for speed control in dc motor, *in* ‘2015 International Conference on Soft Computing Techniques and Implementations (ICSCTI)’, pp. 108–112.
- Dehghanpour, E., Kazemi Karegar, H., Kheirollahi, R. & Soleymani, T. (2018), ‘Optimal coordination of directional overcurrent relays in microgrids by using cuckoo-linear optimization algorithm and fault current limiter’, *IEEE Transactions on Smart Grid* **9**(2), 1365–1375.
- Gnana Swathika, O. V. & Hemamalini, S. (2016), ‘Prims-aided dijkstra algorithm for adaptive protection in microgrids’, *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics* **4**(4), 1279–1286.

- Metaheurísticas para Búsqueda y Optimización (Parte 1) - Fernando Sancho Caparrini* (n.d.), <http://www.cs.us.es/~fsancho/?e=207>. (Accessed on 07/18/2019).
- Microgrid Components — SmallGrids* (n.d.), <http://www.smallgrids.ca/?p=43>. (Accessed on 07/05/2019).
- Monadi, M., Gavriluta, C., Luna, A., Candela, J. I. & Rodriguez, P. (2017), ‘Centralized protection strategy for medium voltage dc microgrids’, *IEEE Transactions on Power Delivery* **32**(1), 430–440.
- Nikkhajoee, H. & Lasseter, R. H. (2007), Microgrid protection, in ‘2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting’, pp. 1–6.
- Objetivo 7: Energía asequible y No contaminante — PNUD* (n.d.), <https://www.undp.org/content/undp/es/home/sustainable-development-goals/goal-7-affordable-and-clean-energy/>. (Accessed on 07/03/2019).
- Orji, U., Schantz, C., Leeb, S. B., Kirtley, J. L., Sievenpiper, B., Gerhard, K. & McCoy, T. (2017), ‘Adaptive zonal protection for ring microgrids’, *IEEE Transactions on Smart Grid* **8**(4), 1843–1851.
- Papaspiliotopoulos, V. A., Korres, G. N. & Maratos, N. G. (2017), ‘A novel quadratically constrained quadratic programming method for optimal coordination of directional overcurrent relays’, *IEEE Transactions on Power Delivery* **32**(1), 3–10.
- paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad (n.d.), <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>. (Accessed on 07/03/2019).
- Radosavljevi, J. & Jevti, M. (2016), ‘Hybrid gsa-sqp algorithm for optimal coordination of directional overcurrent relays’, *IET Generation, Transmission Distribution* **10**(8), 1928–1937.
- Saberi, H. & Amraee, T. (2017), ‘Coordination of directional over-current relays in active distribution networks using generalised benders decomposition’, *IET Generation, Transmission Distribution* **11**(16), 4078–4086.
- Saha, D., Datta, A. & Das, P. (2016), ‘Optimal coordination of directional overcurrent relays in power systems using symbiotic organism search optimisation technique’, *IET Generation, Transmission Distribution* **10**(11), 2681–2688.

- Saleh, K., Zeineldin, H., Al-Hinai, A. & El-Saadany, E. (2016), Optimal coordination of directional overcurrent relays using a new time-current-voltage characteristic, *in* '2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)', pp. 1–1.
- Sharma, A., Kiran, D. & Panigrahi, B. K. (2018), 'Planning the coordination of overcurrent relays for distribution systems considering network reconfiguration and load restoration', *IET Generation, Transmission Distribution* **12**(7), 1672–1679.
- Tjahjono, A., Anggriawan, D. O., Faizin, A. K., Priyadi, A., Pujiantara, M., Taufik, T. & Purnomo, M. H. (2017), 'Adaptive modified firefly algorithm for optimal coordination of overcurrent relays', *IET Generation, Transmission Distribution* **11**(10), 2575–2585.
- Ustun, T. S., Ozansoy, C. & Zayegh, A. (2012), 'Modeling of a centralized microgrid protection system and distributed energy resources according to iec 61850-7-420', *IEEE Transactions on Power Systems* **27**(3), 1560–1567.
- Zapata, C. J. & Mejia, G. E. (2003a), 'Coordinación de relés de sobrecorriente en sistemas enmallados utilizando programación lineal', *Scientia et Technica* **3**(23).
- ZAPATA, C. J. & MEJÍA, G. E. (2003b), 'Coordinación de relés de sobrecorriente en sistemas radiales utilizando programación lineal', *Scientia et Technica* **2**(22).