

# ANÁLISIS DE ESTRATEGIAS DE PROTECCIÓN DE MICROREDES BASADAS EN TÉCNICAS DE AGRUPACIÓN Y SENSIBILIDAD DE TENSIÓN

JULIO CÉSAR JIMÉNEZ PRADA

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

Pereira, Enero 2022  
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA  
Programa de Ingeniería Eléctrica



ANÁLISIS DE ESTRATEGIAS DE PROTECCIÓN DE MICROREDES BASADAS EN TÉCNICAS DE  
AGRUPACIÓN Y SENSIBILIDAD DE TENSIÓN  
©JULIO CÉSAR JIMÉNEZ PRADA

Director: ANDRÉS RICARDO HERRERA OROZCO  
Codirector: JUAN JOSÉ MORA FLOREZ

Pereira, Enero de 2022  
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

Agradezco a mi familia por brindarme su apoyo incondicional en este largo camino, especialmente agradezco a mi madre Rosa Matilde, que con su esfuerzo diario y dedicación me ha ayudado a cumplir todos los objetivos que me he planteado en el transcurso de mi vida. También agradezco a los Ph.D Andrés Ricardo Herrera Orozco y al Ph.D Juan José Mora por ser mis guías en esta etapa tan importante de mi formación académica.

Finalmente, este trabajo de investigación se desarrolló en el grupo de investigación ICE3-UTP, en el marco de los proyectos 6-20-6 de la VIIE-UTP y 774-2020 de Minciencias

# Resumen

Debido a la creciente demanda de energía eléctrica a nivel mundial en las últimas décadas, surge la necesidad de contar con recursos energéticos más eficientes, económicos, renovables y amigables con el medio ambiente. Aparecen recientemente sistemas eléctricos modernos de tamaño reducido en comparación a los sistemas tradicionales que cumplen con las anteriores características; estos sistemas reciben el nombre de microredes, estas incluyen recursos energéticos distribuidos (*Distributed Energy Resources - DER*) (microturbinas, celdas de combustible, Paneles fotovoltaicos, etc) en conjunto con dispositivos de almacenamiento (*Energy storage system - ESS*) (Volantes de inercia, baterías, condensadores de energía) y cargas flexibles. Las microredes pueden ser operadas de forma no autónoma, si están conectadas a la red, o autónoma, si están desconectadas de la red principal y operando en modo isla.

La instalación de pequeñas fuentes de generación brinda una serie de beneficios de gran importancia al rendimiento general del sistema eléctrico en aspectos tan importantes como la confiabilidad del servicio y la eficiencia energética en la que se logra una reducción considerable de las pérdidas asociadas a la transmisión. En este contexto, son evidentes las ventajas operativas y económicas que están asociadas a las microredes, sin embargo, también aparecen algunos retos técnicos bastante relevantes en los sistemas de comunicaciones, control y protecciones que son necesarios para la puesta en servicio de forma segura de una microred. Los sistemas de protección tradicionales que son empleados en las redes de distribución y transmisión no tienen un rendimiento óptimo cuando son instalados en microredes, esto conlleva a la búsqueda de nuevas estrategias de protección que se enfoquen principalmente en microredes y que garanticen una alta confiabilidad, seguridad y selectividad en su implementación. Este proyecto tiene como objetivo principal analizar distintos enfoques de protección de microredes y realizar un análisis comparativo entre los mismos que permita identificar cual presenta los mejores resultados operativos.

# Tabla de contenido

<b>1</b>	<b>Introducción</b>	<b>9</b>
1.1	Planteamiento del problema . . . . .	9
1.2	Justificación . . . . .	11
1.3	Objetivos . . . . .	12
1.3.1	Objetivo general . . . . .	12
1.3.2	Objetivos específicos . . . . .	12
1.4	Estado del arte . . . . .	12
<b>2</b>	<b>Aspectos teóricos</b>	<b>15</b>
2.1	Relés de sobrecorriente . . . . .	15
2.1.1	Corriente de arranque . . . . .	16
2.1.2	TDS: Time Dial Setting . . . . .	17
2.2	Algoritmo de aprendizaje no supervisado: K-means . . . . .	17
2.3	WCSS: Método del codo . . . . .	18
2.4	<i>Phasor Measurement Units - PMU</i> . . . . .	19
2.5	Flujo de potencia y coeficientes de sensibilidad . . . . .	19
2.6	Software de simulación escogidos: ATP/EMTP y Python . . . . .	20
<b>3</b>	<b>Estrategias de protección de microredes propuestas</b>	<b>21</b>
3.1	Estrategia N1: Estrategia de protección adaptativa para relés de sobrecorriente basada en técnicas de agrupamiento . . . . .	21
3.1.1	Problema de coordinación e los relés de sobrecorriente . . . . .	22
3.1.2	Función objetivo seleccionada . . . . .	22
3.1.3	Restricciones operativas . . . . .	22
3.2	Definición de la estrategia N1 . . . . .	23
3.2.1	Tiempo de perdida de coordinación . . . . .	23
3.2.2	Tiempo total de perdida de coordinación . . . . .	23
3.2.3	Matriz de pares de relés mal coordinados . . . . .	24
3.2.4	Matriz de condiciones de falta de coordinación . . . . .	24
3.2.5	Escenario más efectivo . . . . .	24
3.3	Etapas de la estrategia de protección adaptativa . . . . .	24
3.3.1	Etapa 1: Protección Convencional . . . . .	24
3.3.2	Etapa 2: Agrupamiento . . . . .	25
3.3.3	Etapa 3: Subagrupamiento . . . . .	25
3.4	Estrategia N2: Estrategia de protección por análisis de sensibilidad de tensión . . . . .	26
3.4.1	Índices de detección de fallas $C_{k,p}$ y $C_{k,f}$ . . . . .	27
3.4.2	Proceso de calculo de los índices de detección de fallas . . . . .	28

3.4.3	Principio de detección de fallas . . . . .	30
<b>4</b>	<b>Resultados y análisis comparativo</b>	<b>31</b>
4.1	Esquema de microred de prueba escogida . . . . .	31
4.2	Resultados obtenidos estrategia N1 . . . . .	33
4.2.1	Primera etapa : Coordinación convencional de protecciones . . . . .	34
4.2.2	Segunda Etapa: Algoritmo de Agrupamiento . . . . .	35
4.2.3	Tercera Etapa: Sub-agrupamiento . . . . .	37
4.3	Resultados estrategia N2 . . . . .	40
4.3.1	Cálculo de FDI ante fallas de alta impedancia . . . . .	41
4.3.2	Falla Trifásica en la línea L2 . . . . .	41
4.3.3	Falla Monofásica en la línea L3 . . . . .	43
4.3.4	Falla Bifásica en la barra 3 . . . . .	44
4.4	Propuesta de mejora . . . . .	44
<b>5</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>46</b>
	<b>Apendices</b>	<b>46</b>

# List of Figures

1.1	Esquema de una microred moderna : Tomada de [11] . . . . .	14
2.1	Curva de operación relé de sobrecorriente tiempo de inverso estándar con diferentes Diales : Tomada de [5] . . . . .	16
2.2	Curva de tiempo de inverso estándar con distintos valores de TDS : Tomada de [20] .	17
2.3	Algoritmo K-means . . . . .	18
2.4	WCSS: Método del codo . . . . .	18
2.5	Estructura típica de una unidad PMU: Tomada de [3] . . . . .	19
3.1	Esquema de protección propuesto . . . . .	26
3.2	Ubicación de los PMU en cada barra: Tomada de [9] . . . . .	27
4.1	Esquema microred estudiada . . . . .	31
4.2	Estructura de poste seleccionada : Tomada de [12] . . . . .	32
4.3	Tiempos escenario base . . . . .	35
4.4	Cambio de la matriz CMCM 1 . . . . .	36
4.5	Cambio de la matriz CMCM 2 . . . . .	38
4.6	Etapa de Sub-agrupamiento . . . . .	39
4.7	Cambio de Magnitud de los FDI en las barras 2 y 3 por falla de $1 \Omega$ . . . . .	42
4.8	Cambio de Magnitud de los FDI en la barra 4 . . . . .	43

# List of Tables

2.1	Constantes de la Norma IEC . . . . .	16
4.1	Parámetros de conductores de fase y neutro . . . . .	32
4.2	Cargas . . . . .	33
4.3	Distancia de las líneas . . . . .	33
4.4	Nomenclatura relés de sobrecorriente . . . . .	33
4.5	Escenarios operativos . . . . .	34
4.6	Corrientes Escenario 1 . . . . .	34
4.7	Tiempos disparo escenario base . . . . .	35
4.8	Índices $MT_j$ de la primera etapa . . . . .	36
4.9	Matriz de falta de Coordinación CMCM 1 . . . . .	37
4.10	Matriz de falta de Coordinación CMCM 2 . . . . .	37
4.11	Índices $MT_j$ segunda etapa CMCM 1 . . . . .	38
4.12	Índices $MT_j$ segunda etapa CMCM 2 . . . . .	39
4.13	Índices $MT_j$ segunda etapa . . . . .	40
4.14	Tiempos de Operación modo Isla . . . . .	40
4.15	índices de falla en pre-falla . . . . .	41
4.16	FDIs calculados para fallas Trifásicas . . . . .	41
4.17	FDIs calculados para fallas Trifásicas . . . . .	42
4.18	FDIs calculados para fallas Monofásicas . . . . .	43
4.19	FDIs calculados para fallas Monofásicas . . . . .	43
4.20	FDIs calculados para fallas Trifásicas . . . . .	44
4.21	FDIs calculados para fallas Trifásicas . . . . .	44



# Capítulo 1

## Introducción

La implementación de microredes en zonas rurales y urbanas deberá contemplar los nuevos retos operativos que están asociados a las mismas, estos retos necesitan de un enfoque particular con el objetivo final de brindar siempre la mejor calidad a cada uno de los usuarios. Los sistemas de comunicaciones, control y protecciones deben ser redefinidos en la operación de microredes, garantizando que los relés de protección instalados sean funcionalmente óptimos.

Para asegurar una adecuada operación del sistema eléctrico es primordial contar con una óptima estrategia de protección que se adapte a las variaciones de las corrientes de cortocircuito, además de un robusto sistema de comunicaciones que permitirá monitorear el estado del sistema y brindar seguridad ante cualquier tipo de evento que se pueda presentar. La puesta en servicio de microredes también busca una descentralización en la producción de energía eléctrica, donde a partir de ahora los usuarios conectados a la red no solo sean consumidores, si no que también se conviertan en generadores de energía, esto se logra en conjunto con una integración efectiva de sistemas de almacenamiento y de medidores inteligentes. Estos cambios en la forma de generación de energía eléctrica, hace que los flujos de potencia ya no sean direccionales como en los sistemas tradicionales, donde la potencia fluye desde las fuentes de generación hacia el cliente, ahora se pueden presentar flujos en sentido contrario, desde los clientes hacia la red externa, ocasionando la aparición de flujos de potencia bidireccionales [1].

### 1.1 Planteamiento del problema

En Colombia, desde hace algunos años se han publicado una serie de políticas y reglamentos que incentiva a las empresas prestadoras de servicio de energía eléctrica para que integren las energías renovables entre sus fuentes de generación, como lo es la ley 1715 de 2014 [4]. La comisión de regulación de energía y gas (CREG), se ha encargado de crear políticas que buscan la regulación de las actividades de auto-generación en pequeña escala, esto se describe con detalle en la resolución 030 del 2018 [7]. También, una nueva metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional se encuentra disponible en la resolución 015 de 2014 [6].

Con estas nuevas leyes se pone en evidencia que un país como Colombia está buscando de forma paulatina el camino para transformar su sistema energético actual. Es de recalcar que Colombia apenas da sus primeros pasos en este tema tan relevante, pero en otros países del mundo ya se dispone de unos avances considerables en la creación de políticas enmarcadas por la integración de sistemas

de generación a pequeña escala a partir de energías renovables. Además de las empresas prestadoras de energía, los usuarios regulados también podrán acceder a beneficios económicos si cumplen con los requisitos necesarios para instalar sus propias unidades de microgeneración residencial que ayuden con su auto-consumo.

Con la aparición de estas nuevas formas de generación de energía eléctrica y las políticas que las impulsan, surgen nuevos conceptos dentro de los sistemas eléctricos tradicionales, como lo es la generación distribuida (*Distributed generation - DG*), la cual consiste en la generación de energía eléctrica a pequeña escala cerca de los centros de consumo, esta generación se conecta al sistema de distribución local, permitiendo aumentar la confiabilidad del sistema. Cuando estas unidades de generación distribuida hacen uso de sistemas de control y protección se logra conformar una microred, la cual emplea sistemas computacionales modernos para realizar un monitoreo y control de operación.

La protección de sistemas eléctricos es un campo de la ingeniería eléctrica que tiene el objetivo de evitar la destrucción de equipos o instalaciones eléctricas por causa de fallas que se pueden propagar por la red de forma descontrolada si no se dispone de un adecuado sistema de protecciones. Los dispositivos de protección existentes en la red eléctrica cumplen la función de despejar las fallas de forma rápida, garantizando siempre seguridad, confiabilidad y selectividad en su operación. La protección de microredes está mostrando los primeros avances de interés, debido a que la integración de los recursos energéticos distribuidos DERs y las energías renovables a pequeña escala se ven como una opción viable a futuro para los sistemas eléctricos modernos.

Los esquemas de protección convencionales utilizados en los sistemas de distribución y transmisión tradicionales no son adecuados para la protección de microredes ya que las magnitudes de las corrientes de cortocircuito son muy bajas e impredecibles por las DGs instaladas que presentan distintas corrientes de cortocircuito y puede que en algunas ocasiones no sean detectadas por los relés de sobrecorriente. Al presentarse valores de la corriente de cortocircuito diferentes y un flujo de potencia variable y bidireccional se presenta una falta de coordinación entre los pares de relés, relé principal y de respaldo que podrían ocasionar falsos disparos o poca detección de fallas en las zonas de protección. Estos factores hacen que la selectividad se vea afectada al no contar con una correcta estrategia de protección de microredes que permita abordar todos los inconvenientes técnicos mencionados [10].

Instituciones académicas dedicadas a la investigación de sistemas de protección de microrredes y redes inteligentes han publicado en los últimos años estrategias de protección bastante interesantes, las cuales pueden ser implementadas en microredes modernas garantizando una correcta operación. Sin embargo, no se conoce cuáles pueden ser las técnicas de protección de microredes que otorguen los mejores resultados. En los próximos años se debe encontrar una estrategia de protección idónea que permita obtener una correcta coordinación entre los pares de relés de sobrecorriente, también es importante el desarrollo de nuevos tipos de relés que se adapten de una forma más eficiente con las características operativas de una microred. Contar con un análisis detallado de las mejores estrategias de protección de microredes, será un soporte importante a la hora elegir el sistema de protección a instalar en una microred, ya que se tendrá un respaldo documentado de su correcto funcionamiento. Para efectuar ese análisis, se debe disponer de dos o más estrategias, preferiblemente de enfoques distintos, pero que permitan la implementación de sistemas de control y comunicación similares [17, 9].

---

## 1.2 Justificación

La industrialización acelerada en algunos países desarrollados como en otros que están en vía de desarrollo, además de la sobrepoblación que presentan sus principales ciudades por la migración desde las zonas rurales han ocasionado que se presente un aumento considerable de la demanda de energía eléctrica. Con la intención de incrementar la capacidad de generación instalada y se pueda suplir la demanda actual y futura, se puede recurrir a la construcción de nuevas centrales de generación convencionales de gran tamaño como hidroeléctricas, centrales térmicas o plantas nucleares. Estas centrales de generación tienen unos tiempos de construcción y de puesta en marcha considerablemente altos y adicionalmente las inversiones económicas asociadas son elevadas. Igualmente, el deterioro al medio ambiente ocasionado por este tipo de centrales de generación de energía eléctrica es bastante alto, como resultado de la emisión de una gran cantidad gases de efecto invernadero a la atmósfera originados por materias primas fósiles como el carbón. Además, con estos sistemas de generación tradicionales a gran escala, las pérdidas eléctricas asociadas a la transmisión son altas, debido a las largas distancias que suelen existir entre los puntos de generación y los grandes centros de consumo [17].

Con la intención de reducir el deterioro del medio ambiente ocasionado por la emisión de gases de efecto invernadero, se tienen en cuenta nuevas formas de generación de energía eléctrica más amigables con el medio ambiente, como lo son las energías renovables. Una opción viable es conectar varias unidades de micro generación que se basan en fuentes primarias no convencionales como la biomasa, la radiación solar y el viento o incluso generadores síncronos de baja capacidad que pueden ser instalados en las industrias y que aumentarían la eficiencia energética de las mismas. Estas unidades de micro generación se conectan directamente a los sistemas de distribución que están cerca a los clientes, dando origen a las microredes. Estas nuevas redes de energía eléctrica traerán beneficios económicos a los usuarios ya que las tarifas monetarias por el consumo de electricidad serán menores, además se estará contribuyendo a la conservación del medio ambiente.

Una gran cantidad de usuarios que no disponen actualmente de energía eléctrica alrededor del mundo podrán acceder a un suministro eléctrico confiable e interrumpido a partir de la instalación de microredes y sus sistemas de almacenamiento, que se basan en energías renovables que son abundantes cerca a sus hogares, como es el caso de las zonas desérticas que en la mayoría de ocasiones son ricas en radiación solar y pueden hacer uso de generación de energía fotovoltaica para suplir todas sus necesidades. Además, contar con un suministro de electricidad en territorios que padecen de extrema pobreza permitirá incentivar el crecimiento de la economía y permitirá unas mejores condiciones de vida para sus habitantes.

Con la creación de políticas energéticas por parte de los países que busquen un cambio en el sistema eléctrico tradicional, se pueden lograr avances importantes en busca de obtener un suministro de energía eléctrica más eficiente, de mayor confiabilidad y menos contaminante. En Colombia, por ejemplo, algunas normas de interés como la ley 1715 de 2014, la resolución 030 de 2018 y la resolución 015 de 2018 sirven como punto de partida para empezar a realizar esa transformación de la matriz energética existente. Esta transformación, permitirá que los ciudadanos puedan hacer parte de la misma y colaborar entre ellos para obtener una red más eficiente y segura.

Por otro lado, una adecuada estrategia de protección de microredes es necesaria para garantizar la correcta integración de estos nuevos sistemas de generación y distribución. Si no se dispone de un eficaz sistema de protección será muy complicado lograr la integración masiva de las microredes. Por esta razón, son relevantes las investigaciones donde se analizan las distintas estrategias de protección de microredes disponibles y observar como se puede realizar una correcta implementación de las mismas. Un análisis comparativo entre estrategias basadas en diferentes enfoques de protección es importante para identificar mediante datos empíricos cual presenta los mejores resultados, al mismo tiempo se pueden identificar las principales ventajas y desventajas de cada estrategia, esto puede ser una base para desarrollar nuevos esquemas de protección que contengan los aspectos más relevantes de cada una de las técnicas estudiadas.

### 1.3 Objetivos

#### 1.3.1 Objetivo general

Implementar y comparar estrategias de protección de microredes basadas en enfoques de protección adaptativa y técnicas de análisis de sensibilidad de tensión.

#### 1.3.2 Objetivos específicos

- Buscar y analizar información sobre estrategias de protección en el campo de las microrredes en los últimos años en la literatura especializada.
- Discutir y seleccionar las técnicas de protección más relevantes, teniendo en cuenta que trabajen con diferentes enfoques.
- Implementar cada una de las estrategias seleccionadas en algún software de programación.
- Simular, en algún software de simulación disponible (Simulink, Neplan, DigSilent, ATP/EMTP o alguno de naturaleza similar), una microred de prueba que se ajuste a las condiciones establecidas por ambas estrategias.
- Realizar un análisis comparativo de la funcionalidad de cada una de las técnicas en la red eléctrica seleccionada como circuito de prueba.
- Analizar los resultados obtenidos, mediante algún indicador de diferencias, por ejemplo, el error porcentual, con la intención de comprobar cuál de las estrategias de protección seleccionadas presentan mejores resultados.
- Plasmar el desarrollo de la presente investigación en un documento que condense todos los análisis y resultados obtenidos durante la misma.

### 1.4 Estado del arte

El concepto de microrred se remonta a finales del siglo 19, año 1882 cuando Thomas Alba Edison abrió la estación de Pearl Street en Manhattan, New York. En aquel año no había aun ningún estándar para definir un sistema de distribución y generación de energía eléctrica, la estación de Pearl Street de manera sorprendente cumplió con todos los criterios de una microred actual. En el año de 1955 aparece la primera microred moderna en la refinería Whitling en Indiana, Estados

---

Unidos, esta tenía una capacidad instalada de 64 MW y le otorgaba suministro de energía eléctrica a todo el complejo. Con la elección en el año 2008 de Barack Obama como presidente de los Estados Unidos, se empezaron a destinar fondos federales en busca de obtener una red eléctrica inteligente sofisticada que permitiera una transición a las energías renovables, estas iniciativas hacen que Estados Unidos en la actualidad sea de los países del mundo que más inversión destina a la investigación y desarrollo de nuevas tecnologías. Estados Unidos es considerado una potencia mundial en el mercado de las microrredes, por ejemplo, en el año 2016 Estados Unidos represento el 39 % del mercado mundial de las microrredes y se estima que anualmente esta cifra ha ido aumentando considerablemente por la gran cantidad de empresas dedicadas a la implementación de microrredes urbanas y rurales que garantizan un eficiente suministro de energía eléctrica [14].

En el año 2015 se crea el acuerdo de París sobre el cambio climático que busca establecer medidas contundentes para lograr una reducción de gases de efecto invernadero, 195 países de todo el mundo hacen parte de este acuerdo y se han comprometido a tomar acciones que permitan lograr un futuro sostenible. Las inversiones económicas destinadas a proyectos de generación de energía eléctrica renovable desde la firma de este acuerdo por parte de los países desarrollados ha venido en aumento con el paso de los años y se espera que siga con este ritmo hasta alcanzar un porcentaje mayoritario de las energías limpias, esta transición energética ira de la mano con la movilidad eléctrica que busca un cambio total del parque automotor de combustión interna por vehículos eléctricos con cero emisiones de gases contaminantes antes del 2050 [11].

La integración de múltiples unidades de GD al sistema de distribución hace que cambien las características de corriente de falla, por tal motivo se hace indispensable contar con un adecuado sistema de protección de microrredes. Desde que se empezaron a destinar más fondos a la implementación de microrredes se evidencio que estas traen consigo nuevos retos asociados a la operación, el control y la protección. A su vez, la protección de microrredes es un desafío importante que se enfrenta cuando se integran microrredes a un sistema de distribución, por encima del control y la operación de las mismas. Dicho lo anterior, surgen en los últimos 10 años investigaciones que abordan diferentes enfoques de protección de microrredes como lo son, los esquemas de protección adaptativa y esquemas basados en análisis de sensibilidad de tensión y potencia activa.

Un esquema de protección adaptativa, se adapta a todos los tipos de falla que se presenten en el sistema, los diferentes tipos de falla generalmente se asociación a una variación de las corrientes de cortocircuito por presentare un cambio de escenario operativo, estos esquemas son están en la capacidad de identificar los estados operativos con características similares y almacenarlos en el mismo grupo de ajustes del relé [17]. El relé deberá estar en la capacidad de realizar el cambio de grupo de ajustes cuando se identifique un cambio de estado operativo, esto se realiza mediante un esquema de comunicación adecuado.

Los esquemas de protección basados en comunicación como los estudiados en este proyecto, necesitan contar con una trasmisión de datos eficiente en donde tiempos de recopilación de la información sean de alta velocidad. En un sistema de protección de microrredes la infraestructura de comunicación se divide en tres grupos: a) en función de la información local y sin comunicación; b) en forma de Medición de área amplia (*Wide Area Network - WAN*) y; c) una combinación de estos dos esquemas en una multicapa o algoritmo de múltiples agentes [8]. Se suelen usar las redes de comunicaciones en fibra óptica las cuales otorgan mayor velocidad de respuesta ante fallas, aunque se debe considerar que los costos son mayores. Por último, se tienen los esquemas o estrategias de

protección que se basan en optimización, estas estrategias utilizan algún método de optimización para encontrar los mejores tiempos de respuesta ante fallas en el sistema, como método de optimización se puede recurrir por ejemplo a un algoritmo genético, o a cualquier método similar, sea de naturaleza determinista o metaheurística.

Las técnicas abordadas en el presente proyecto de grado utilizan esquemas de protección adaptativa con un enfoque en la optimización, esta se basada en medición de variables eléctricas respectivamente que serán los datos de entrada para realizar el entrenamiento. La protección adaptativa hace énfasis en una técnica de agrupamiento la cual utiliza una técnica metaheurística para realizar una correcta optimización de los tiempos de disparo y mejorar tiempos de coordinación entre los pares de relés de la microrred.

Por otro lado, la técnica de protección por análisis de sensibilidad realiza una medición sincronizada en todas las barras de la microrred a través de unidades de medición fasorial (*Phasor Measurement Units - PMU*) de las magnitudes de tensión, ángulo y flujos de potencia para realizar cálculos de diferencias de potencia activa y análisis de sensibilidad de tensión[6]. Las dos estrategias estudiadas en este proyecto han sido postuladas en los últimos dos años en revistas científicas de reconocimiento mundial, por lo que se está trabajando con la información más reciente y confiable en el tema de protección de microrredes. Se tienen en cuenta distintos aspectos de gran importancia planteados en varios estudios, como lo son el modelo matemático utilizado, tipo de microrred a implementar, topología presentada y tipos de unidades de DGs instaladas en los que se enfocan los estudios de microrredes.

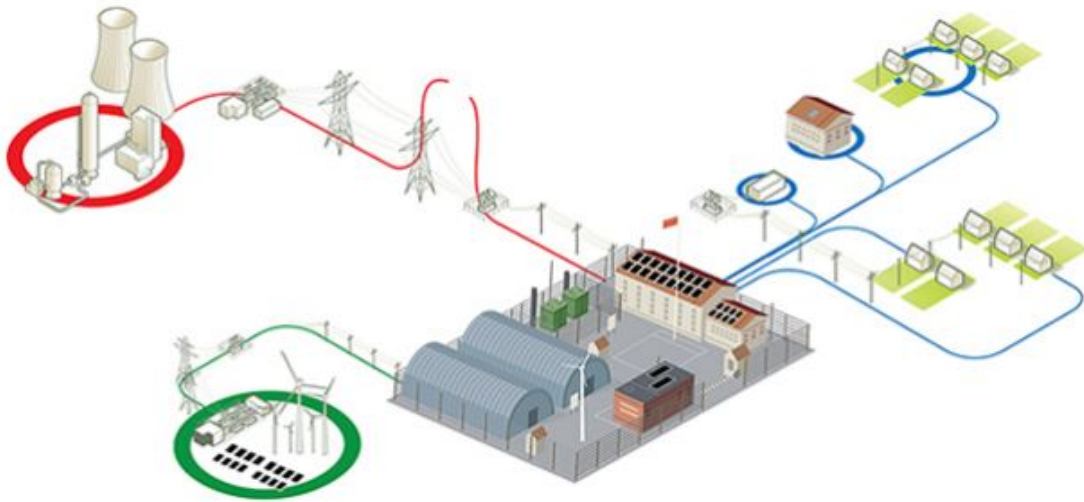


Figura 1.1: Esquema de una microrred moderna : Tomada de [11]

## Capítulo 2

# Aspectos teóricos

Para entender a fondo las dos estrategias de protección de microredes estudiadas en este proyecto de investigación se hace necesario definir algunos conceptos importantes los cuales se ven reflejados en la implementación de cada una de las estrategias. Algunos conceptos más detallados se pueden encontrar en los documentos citados en la presente investigación.

### 2.1 Relés de sobrecorriente

Los relés de sobrecorriente son dispositivos electromagnéticos o digitales frecuentemente utilizados como protección principal en las redes de distribución y transformadores de baja tensión, también como protección de respaldo en líneas y transformadores de alta tensión. Los relés de sobrecorriente pueden ser no-direccionales, funciones de protección 50/51 según la norma ANSI, o direccionales representados por la función 67, la lógica de operación interna con la que vienen diseñados estos relés se basa en la detección de corrientes de cortocircuito. En el momento que se detecta una corriente que sobrepase un valor de corriente de arranque calculada en el estudio de coordinación de protecciones se enviara orden de disparo por parte del relé al interruptor de potencia asociado para despejar la falla existente en el menor tiempo posible.

Los relés de sobrecorriente permiten ajustar su curva de operación con la intención de modificar los tiempos de disparo de los interruptores asociados a cada relé según la aplicación requerida. Entre los tipos de curvas que utilizan los diferentes fabricantes podemos encontrar la curva de tiempo inverso estándar C1, esta curva presenta los tiempos de actuación más altos, la curva C2 de tiempo muy inverso y la curva C3, de tiempo extremadamente inverso, la curva C3 es la que otorga los tiempos de actuación más bajos. También se tiene la curva de tiempo definido que actúa de forma instantánea cuando la corriente de arranque alcanza un valor establecido. Para la implementación de la estrategia de protección adaptativa estudiada en este documento se optó por trabajar con una curva de sobrecorriente de tiempo inverso estándar C1. En la figura 2.1 se observan las curvas de sobrecorriente anteriormente mencionadas.

Según la norma IEC la ecuación característica de los relés de sobrecorriente es de la forma que se muestra en la ecuación (2.1). Los parámetros de ajuste para obtener las distintas curvas se encuentran en la tabla 2.1.

$$t_i = \frac{k}{\left(\frac{I_{sch}}{I_{pi}}\right)^n - 1} \times TDS_i \quad (2.1)$$

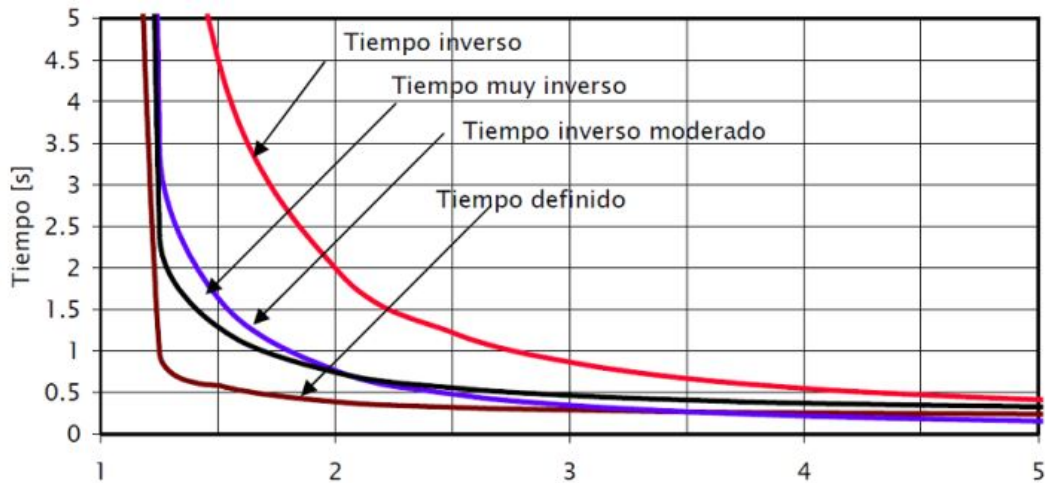


Figura 2.1: Curva de operación relé de sobrecorriente tiempo de inverso estándar con diferentes Diales : Tomada de [5]

Tabla 2.1: Constantes de la Norma IEC

Tipo de Curva	k	n
Tiempo Inverso Estándar	0,14	0,02
Muy Inversa	13,5	1
Extremadamente Inversa	80	2

Donde :

$t_i$  : Tiempo de operación relé de sobrecorriente.

$I_{sch}$  : Corriente de falla vista por el relé

$I_{pi}$  : Corriente de arranque.

$TDS_i$  : Time Dial Setting.

### 2.1.1 Corriente de arranque

La corriente de arranque es el valor de ajuste a partir del cual el relé de sobrecorriente empieza su temporización interna para enviar la orden de disparo a los interruptores, esta temporización puede ser instantánea para fallas cercanas y de alta corriente o tener un tiempo igual al CTI para fallas lejanas donde el relé opere como respaldo. Se expresa usualmente como 1,5 veces la corriente nominal o corriente de máxima carga vista por el relé [20].

$$I_{pi} = 1.5I_{Nom} \quad (2.2)$$



### 2.1.2 TDS: Time Dial Setting

El TDS es un parámetro de ajuste de los relés de sobrecorriente que permite obtener diferentes tiempos de operación para la misma curva IEC. Dependiendo del fabricante se tienen distintos rangos de ajuste que varían en pasos muy cercanos entre si. Un valor pequeño de TDS permite obtener tiempos de operación más cortos ante una falla vista aguas abajo del relé. En la figura 2.2 se puede ver la curva de característica de operación de un relé de sobrecorriente de tiempo inverso estándar con distintos diales.

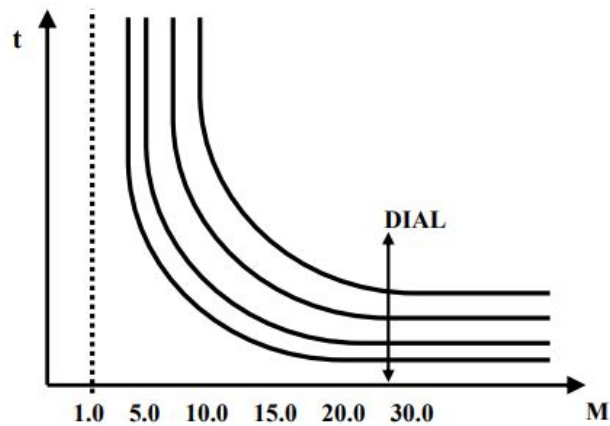


Figura 2.2: Curva de tiempo de inverso estándar con distintos valores de TDS : Tomada de [20]

## 2.2 Algoritmo de aprendizaje no supervisado: K-means

La método de agrupamiento K-means Clustering tiene como objetivo encontrar entre un conjunto de datos de entrada, los k-grupos (Clusters) en los que se pueden agrupar aquellos datos que posean características similares. Cada cluster tiene características que lo diferencian de los demás, la técnica de agrupamiento K-means utiliza la distancia euclidiana para calcular la posición de los datos con respecto a los k-centroides de cada cluster. Con base en la distancia existente, se determina cuáles datos están más cerca de algún centroide determinado, los datos que tengan distancias similares con respecto al centroide k serán asignados al mismo cluster [2].

Los algoritmos computacionales de este tipo se consideran de aprendizaje no supervisado, ya que tienen la capacidad de buscar entre los datos patrones específicos sin tener una predicción como objetivo específico asignada desde el inicio por lo que se convierte en un algoritmo independiente de variables de entrada. El algoritmo K-means necesita que se especifique desde un inicio el número de clusters en los que se agruparan todos los datos, cada cluster asignara aleatoriamente los respectivos centroides. A cada centroide se le asignan los datos con distancias euclidianas más pequeñas, el centroide se empieza a mover a la media de los datos más cercanos generando una nueva asignación de datos en cada movimiento, esto sucede ya que en cada movimiento algunos datos se encontraran más cerca de otro centroide, este proceso se repite de forma indefinida hasta que la asignación de datos para cada centroide no presenta más cambios. En ese momento, el proceso de agrupamiento termina y los clusters quedan conformados por los datos más cercanos a cada centroide. La representación de este método de agrupamiento se ilustra en la figura 2.3.

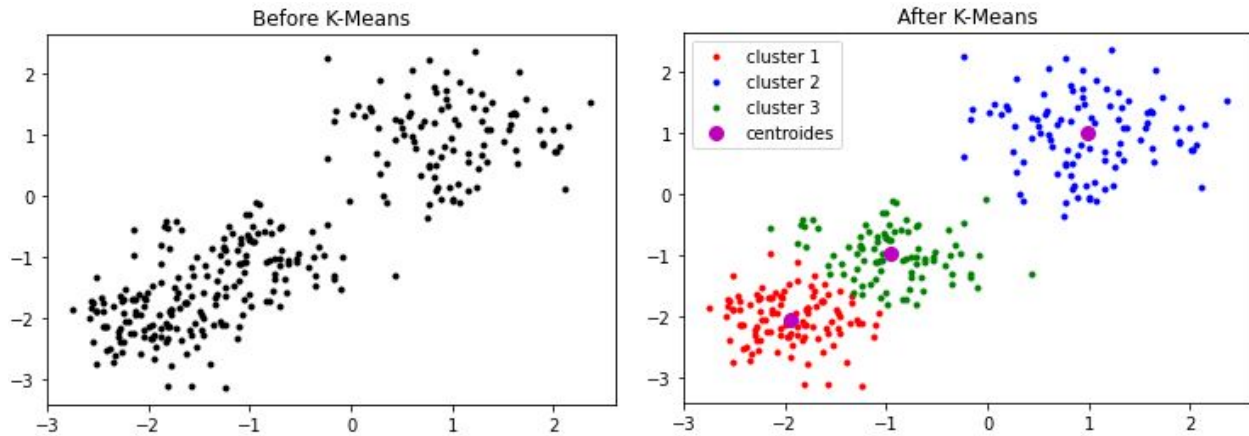


Figura 2.3: Algoritmo K-means

### 2.3 WCSS: Método del codo

Para conocer el  $k$ -óptimo, número de clusters en los que se dividirán todos los datos de entrada, se emplea el método del codo WCSS. Se debe calcular el valor de WCSS para cada  $k$ -óptimo, WCSS es la suma del cuadrado dentro de un conglomerado de datos y consiste básicamente en el cálculo de la distancia al cuadrado entre cada dato y el centroide de cada grupo. La gráfica de WCSS contra  $k$  hace alusión a un codo, cuando se aumenta el número de clusters, es decir el valor de  $k$ , WCSS empieza a disminuir hasta un punto donde el valor de la pendiente se vuelve constante, ese será el valor  $k$ -óptimo para agrupar todos los datos de entrada que poseen características similares. Conociendo el valor de  $k$ -óptimo se inicia el proceso de agrupamiento K-means [16].

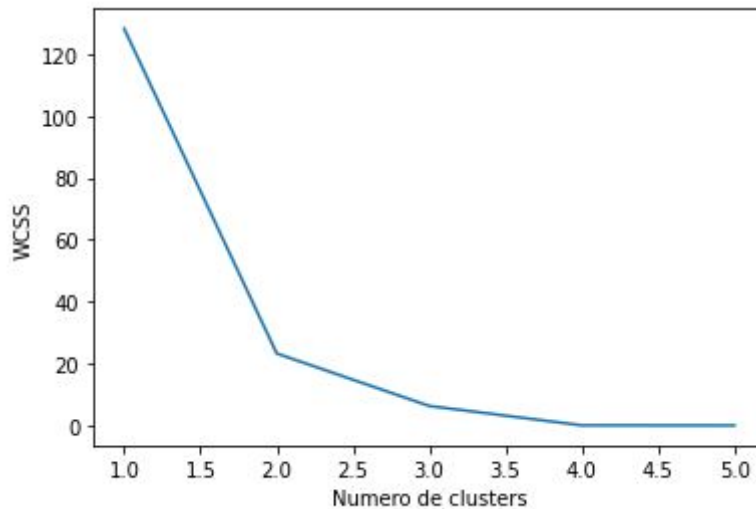


Figura 2.4: WCSS: Método del codo

## 2.4 Phasor Measurement Units - PMU

Las unidades de medición fasorial son dispositivos electrónicos que permiten realizar, con gran precisión y velocidad, el análisis dinámico del estado de un sistema eléctrico, además permiten una sincronización con una referencia como el sistema de posicionamiento global (*Global Positioning System - GPS*) de todos los dispositivos de la red en tiempo real de las magnitudes de corriente, tensión, ángulos de fase, potencia y frecuencia. Esta característica distintiva de estos dispositivos permite hacer comparaciones entre fasores medidos en diferentes puntos de la red a cortas y largas distancias. En las redes inteligentes modernas esta tecnología se ha integrado para monitorear el estado operativo del sistema y mejorar la confiabilidad [3].

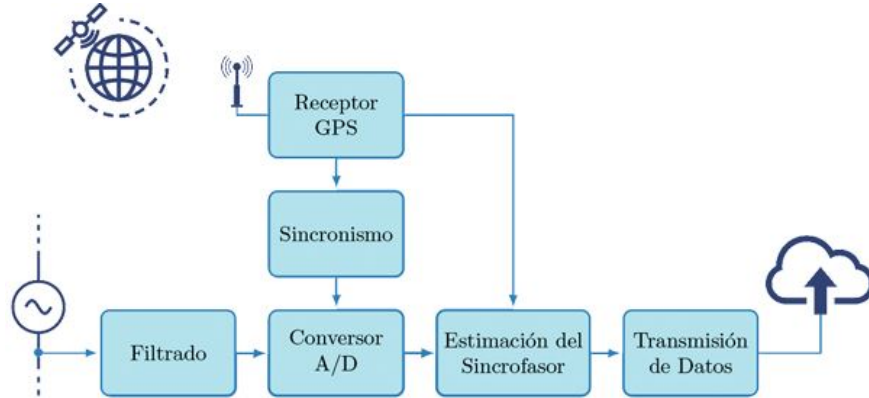


Figura 2.5: Estructura típica de una unidad PMU: Tomada de [3]

En la figura 2.5 se puede ver la estructura típica de una PMU. Después de realizar el sincronismo de cada uno de los equipos, el proceso de comunicación se puede hacer a través de internet cableada, fibra óptica, líneas telefónicas, líneas de transmisión eléctricas o tecnologías inalámbricas [18].

## 2.5 Flujo de potencia y coeficientes de sensibilidad

Los estudios de flujo de potencia o también conocidos como estudios de flujo de carga son ampliamente usados en ingeniería eléctrica ya que son una herramienta fundamental a la hora de realizar procesos tales como la operación y el planeamiento del sistema eléctrico. Un estudio de flujo de potencia permite calcular los perfiles de tensión en cada barra del sistema, los componentes de carga y cortocircuito, las pérdidas técnicas, ajuste óptimo de los taps en los transformadores y los respectivos flujos de potencia reactivos por las líneas y barras de cada barra.

Los análisis de flujo de potencia se hacen teniendo en cuenta distintos escenarios de operación con la intención de comprobar que el sistema de potencia estudiado este correctamente diseñado y puede cumplir con todos los criterios técnicos de desempeño requeridos. De las ecuaciones de flujo de potencia que están asociadas a cada barra se pueden observar las relaciones existentes entre algunas variables eléctricas, como por ejemplo la relación entre el ángulo de la tensión y la potencia activa o entre la magnitud de la tensión y la potencia reactiva, estas relaciones permiten calcular algunos índices de sensibilidad con los que se pueden parametrizar los relés digitales utilizados para la protección de las redes de distribución modernas o microredes [13, 19].

## 2.6 Software de simulación escogidos: ATP/EMTP y Python

ATP (Alternative Transient Program) Es un software desarrollado en Fortran con licencia gratuita, que permite realizar análisis y simulaciones de fenómenos transitorios electromagnéticos y electromecánicos [15]. La simulación de fallas de distinta naturaleza en sistemas eléctricos, es de vital importancia en el día a día de la ingeniería eléctrica ya que permite una comprensión detallada del estado real del sistema. El modelado de la microred de prueba de este trabajo se realiza ATP-Draw, procesador gráfico de ATP. Este software es bastante usado en estudios eléctricos ya que es sencillo de manejar en comparación con otros software similares, además de otorgar resultados confiables.

Para la implementación de las estrategias de protección estudiadas en este trabajo de grado se elige el software de programación Python, el cual tiene la ventaja de traer incorporadas librerías de optimización matemática y Machine Learning permite realizar programas complejos en pocas líneas de código. Una de las librerías de las que dispone Python es CVXPY, bastante utilizada en la solución de problemas de optimización lineales y no lineales, que en este caso se emplea para resolver el problema de coordinación entre los pares de relés y optimizar los tiempos de disparo teniendo en cuenta todas las restricciones y la función objetivo seleccionada.

## Capítulo 3

# Estrategias de protección de microredes propuestas

En este trabajo de grado se analizan dos estrategias de protección de microredes con enfoques diferentes. Primero, se tiene una estrategia de protección adaptativa para relés de sobrecorriente basada en técnicas de agrupación y, segundo, una estrategia de protección por análisis de senilidad de tensión utilizada en un nuevo tipo de relé especializado en protección de microredes. De esta forma, este capítulo presenta la metodología utilizada por cada estrategia, como también los fundamentos matemáticos que se deben tener en cuenta en cada una de las etapas de implementación.

### 3.1 Estrategia N1: Estrategia de protección adaptativa para relés de sobrecorriente basada en técnicas de agrupamiento

La estrategia de protección adaptativa estudiada se enfoca principalmente en el problema de coordinación de relés de sobrecorriente ante distintos escenarios operativos, en los cuales se producen variaciones en las corrientes de cortocircuito de la microred, haciendo que los ajustes de los relés deban modificarse. Esta estrategia busca optimizar el tiempo de disparo de cada relé operando como protección principal y también mejorar los tiempos de coordinación entre los pares de relés principal/respaldo del microred, garantizando que se cumplan los intervalos de coordinación establecidos. En una microred los diferentes estados operativos que se pueden presentar están asociados a la conexión o desconexión de una unidad DER o variaciones en la potencia entregada por las mismas unidades en diferentes periodos de tiempo.

Ante la diversidad de escenarios operativos que se pueden presentar en cada microred se pretende encontrar una estrategia que permita asociar escenarios con características de operación similares en el mismo grupo de ajustes de los relés de sobrecorriente que son instalados para garantizar protección en las redes de distribución. Cuando se presenta un cambio de escenario operativo, como la salida de alguna unidad DG, ocasionando un cambio en las corrientes de cortocircuito, los relés deberán cambiar su grupo de ajustes, valores de diales, con el objetivo de garantizar una protección eficaz de todos los dispositivos de la microred. Para conocer el escenario actual de operación en el que se encuentra la microred es necesario contar con un robusto sistema de comunicaciones entre barras que permite detectar cambios en las fuentes de generación, estos cambios se verán reflejados en un inmediato cambio de ajustes en todos los relés de sobrecorriente.

### 3.1.1 Problema de coordinación e los relés de sobrecorriente

Con el objetivo de garantizar la correcta coordinación de protecciones en una microred interconectada con la red externa, determinar los valores óptimos de TDS se vuelve de gran importancia para cumplir las distintas condiciones de protección requeridas. El problema de coordinación de relés de sobrecorriente en una microred se convierte en un problema de optimización donde se debe garantizar que el tiempo de disparo de los relés sea el más rápido posible además de garantizar una correcta coordinación entre pares de relés.

### 3.1.2 Función objetivo seleccionada

Para resolver el problema de optimización de los relés de sobrecorriente es de vital importancia contar con una función objetivo adecuada, además unas restricciones que tengan en cuenta las condiciones operativas de los relés de sobrecorriente y las principales características de la estrategia. La función objetivo OF presentada en el artículo guía ha presentado buenos resultados en la resolución de problemas de coordinación de redes eléctricas de distribución. La función objetivo seleccionada este caso se encuentra en la ecuación (3.1). Esta ecuación es del tipo no lineal y tiene en cuenta los tiempos de operación de cada relé actuando como protección principal y de respaldo.

$$OF = \alpha_1 \sum (t_i)^2 + \alpha_2 \sum (\Delta t_{mbj} - \beta_2(\Delta t_{mbj} - |\Delta t_{mbj}|))^2 \quad (3.1)$$

Donde :  $\alpha_1$  ,  $\alpha_2$  , y  $\beta_2$  se seleccionan como 1, 2 y 100 respectivamente para obtener los mejores resultados. Los valores de estos coeficientes permiten establecer un equilibrio entre la reducción de los tiempos de disparo y lograr una correcta coordinación entre los pares de relés en la función objetivo [8].

### 3.1.3 Restricciones operativas

Las restricciones del problema de optimización planteado están en función del cálculo de los valores de TDS de cada relé que se debe fijar entre un rango de  $TDS_{min}$  que será de 0.05 y un valor  $TDS_{max}$  igual a 2 variando en pasos de 0.001. La otra restricción consiste en garantizar una correcta coordinación de protecciones  $\Delta t_{mbj} \geq 0$ , lo que permite mantener el intervalo de tiempo de coordinación (*Coordination Time Interval - CTI*) en cada par de relés, de tal forma que si no actúa la protección principal, la protección de respaldo deberá actuar 300ms después para despejar la falla de forma adecuada. El intervalo de coordinación garantiza que la protección principal y de respaldo no actúen al mismo tiempo garantizando selectividad en la operación de las protecciones.

$$TDS_{min} < TDS_i < TDS_{max} \quad (3.2)$$

$$\Delta t_{mbj} \geq 0 \quad (3.3)$$

$$\Delta t_{mbj} = t_{bj} - t_{mj} - CTI \quad (3.4)$$

Donde:

$t_{bj}$  : Tiempo de operación relé de respaldo.

$t_{mj}$  : Tiempo de operación relé principal.

$CTI$  : Intervalo de coordinación, 300ms para este estudio.

El objetivo principal de esta estrategia es lograr que se cumplan las siguientes condiciones;

- El diferencial de tiempo entre los pares de relés debe ser positivo y ser lo mas cercano a cero posible para garantizar una buena coordinación entre los pares de relés principal/respaldo.
- Además, el tiempo de disparo de los relés actuando como protección principal ante una falla aguas abajo de el, debe ser instantáneo o lo más rápido posible, garantizando que la apertura del interruptor asociado a esa protección sea rápida y se logre despejar la falla sin afectar a ningún cliente.

$$\Delta t_{mbj} \rightarrow 0^+ \quad (3.5)$$

$$t_i \rightarrow 0 \quad (3.6)$$

## 3.2 Definición de la estrategia N1

Para la implementación de la estrategia de protección adaptativa se deben definir algunos índices necesarios para explicar paso a paso el funcionamiento de la metodología. También sirven como índices de comparación entre cada etapa, permitiendo evaluar de forma sencilla si coordinación en comparación con la etapa anterior ha mejorado.

### 3.2.1 Tiempo de pérdida de coordinación

El tiempo de pérdida de coordinación tiene una importancia relevante, ya que permite evidenciar si se presenta una correcta coordinación entre los pares de relés de sobrecorriente de la microred estudiada en este trabajo. Un valor negativo de  $MT_j$  indica que el par de relés  $j$  esta mal coordinado por no cumplirse el CTI.

$$MT_j = \frac{\Delta t_{mbj} - |\Delta t_{mbj}|}{2} \quad (3.7)$$

### 3.2.2 Tiempo total de pérdida de coordinación

Para analizar si existe una buena coordinación en el enésimo escenario  $Scn$ , se crea el índice de tiempo total de pérdida de coordinación  $TMT_{Scn}$  que se emplea para analizar entre todos los escenarios de estudio cual de ellos presenta las peores condiciones de coordinación entre pares de relés. El objetivo es lograr que el valor de  $TMT_{Scn}$  tenga un valor igual a cero o muy cercano a cero por la izquierda en cada escenario. La forma de calcular este índice se muestra en la ecuación (3.9).

$$TMT_{Scn} \rightarrow 0^- \quad (3.8)$$

$$TMT_{Scn} = \sum_{j=1}^k MT_j \quad (3.9)$$

### 3.2.3 Matriz de pares de relés mal coordinados

La matriz de pares de relés mal coordinados se crea para ser usada como el vector de entrada del algoritmo de agrupamiento propuesto K-means. Las columnas de la matriz representan todos los escenarios de estudio disponibles y las filas representan los pares de relés que tiene la microred, en algunos escenarios algunos pares de relés no están disponibles por lo que su posición será considerada como cero para ese enésimo escenario. La matriz de pares de relés mal coordinados es creada de la siguiente manera.

$$MRPM = \begin{pmatrix} MT_{11} & \cdot & \cdot & \cdot & MT_{1n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ MT_{k1} & \cdot & \cdot & \cdot & MT_{kn} \end{pmatrix} \quad (3.10)$$

### 3.2.4 Matriz de condiciones de falta de coordinación

Cuando el algoritmo de agrupación ha terminado, el enésimo escenario como subconjunto se expresa como:

$$Cluster_i \subset S \Rightarrow Cluster_i = \{S_{Cn1}, S_{Cn2}, \dots, S_{Cnm}\} \quad (3.11)$$

Donde  $S_{cmn}$  representa el enésimo escenario como miembro del conjunto del  $Cluster_i$ . La matriz CMCM se requiere para calcular el siguiente índice del algoritmo es una matriz de filas principalmente negativa. Esta matriz ha sido creada a partir de la aplicación de un valor particular de TDS.

$$CMCM_{Cluster_i} = [TMT_{Scn1}, TMT_{Scn1}, \dots, TMT_{Scnm}] \quad (3.12)$$

### 3.2.5 Escenario más efectivo

El escenario más efectivo TMES es utilizado para acelerar el cálculo del problema de optimización para cada grupo de datos. El escenario más efectivo es la columna con el valor más negativa de cada CMCM. Al TMES tener el valor más negativo dentro de la matriz de condiciones de falta de coordinación necesita atención inmediata, por tal razón los ajustes de las protecciones para cada cluster se realizan con los valores de TDS obtenidos para cada TMES.

$$TMES_{Cluster_i} = S_{Cn1} \iff TMT_{Scn1} = \min\{CMCM_{Cluster_i}(m)\} \quad (3.13)$$

## 3.3 Etapas de la estrategia de protección adaptativa

La estrategia de protección adaptativa implementada en este proyecto se divide en tres etapas que se explican a continuación.

### 3.3.1 Etapa 1: Protección Convencional

1. Primero se escoge entre todos los escenarios disponibles uno como base, conociendo los valores de las corrientes de cortocircuito de este escenario y teniendo en cuenta las restricciones



---

de coordinación y la función objetivo OF, se ejecuta el algoritmo de optimización para obtener los valores de  $TDS_i$  para cada relé.

2. Teniendo los valores de  $TDS$  para cada relé se procede a evaluar las condiciones de coordinación en los demás escenarios, para esto se deben aplicar los mismos valores de  $TDS_i$  obtenidos en el paso anterior en los demás escenarios operativos. Por medio del índice de pérdida de coordinación  $MT_j$  se evalúa si los ajustes aplicados son satisfactorios, en caso de que el valor de  $MT_j$  sea cero o un valor negativo muy cercano a cero se tendrá una correcta coordinación de protecciones, por el contrario si este valor es muy negativo se tendrá una mala condición de coordinación. Este escenario tendrá los mismos ajustes del escenario base y será necesario pasar a la etapa siguiente de la estrategia para poder lograr una correcta coordinación de protecciones.

### 3.3.2 Etapa 2: Agrupamiento

1. Si el índice  $MT_j$  es muy negativo significa que no se cumplen las condiciones básicas de coordinación, esto ocasiona que se deba pasar a la siguiente etapa, con el fin de agrupar los escenarios con características similares. También es necesario calcular el índice de pérdida máxima de coordinación  $TMT_{scn}$  de cada escenario y compararlo con la etapa anterior.
2. Se crea la matriz  $MRPM$  que contiene los índices de pérdida de coordinación  $MT_j$  de todos los escenarios operativos disponibles. Esta matriz tiene una dimensión de  $m \times n$ , las  $m$  columnas representan los pares de relés que deben ser coordinados en la microrred y las  $n$  filas representa los escenarios operativos. Esta matriz es el vector de entrada para el algoritmo de agrupamiento K-Means que se encargara de asignar a todos los escenarios su cluster correspondiente.
3. Se inicia el algoritmo de agrupamiento para obtener los cluster con sus correspondientes escenarios. Cada cluster estará representado por la matriz  $CMCM_{Clusteri}$ .
4. Teniendo definido cada  $CMCM_{Clusteri}$ , se debe seleccionar el escenario mas efectivo de cada cluster  $TMES_{Clusteri}$ . Con los valores de corriente de cortocircuito del  $TMES_{Clusteri}$  se realiza la coordinación de protecciones utilizando el algoritmo de optimización.
5. Después de calcular los valores de  $TDS$  para cada  $TMES$  se aplican estos ajustes a los demás escenarios del mismo  $CMCM_{Clusteri}$ , ahora se podrá verificar que se cumplan las restricciones de coordinación en los demás escenarios. Se calculan nuevamente los  $TMT_j$  para ser comparados con la etapa anterior de protección convencional, de tal manera que si se logran reducir los tiempos totales de pérdida de coordinación para cada escenario la estrategia termina en este punto de forma satisfactoria. Por otro lado, si los ajustes obtenidos para  $TMES_i$  aplicados en los demás escenarios del cluster no tienen resultados satisfactorios se deberá pasar a la siguiente etapa de subagrupamiento.

### 3.3.3 Etapa 3: Subagrupamiento

Si la etapa de agrupamiento no presenta buenos resultados en alguno de los clusters, se deberá realizar la siguiente etapa que consiste en el subagrupamiento de dicho cluster, es decir se debe crear nuevamente la matriz  $MRPM$  que estará conformada por los índices  $MT_j$  de la etapa

anterior. Se vuelven a realizar los mismos pasos de la segunda etapa de la estrategia calculando los valores de  $TMT_{scn}$  que permiten obtener las mejoras en los tiempos de coordinación. Las etapas de la estrategia de protección de adaptativa propuesta se describe paso a paso en el diagrama de flujo de la figura 3.1.

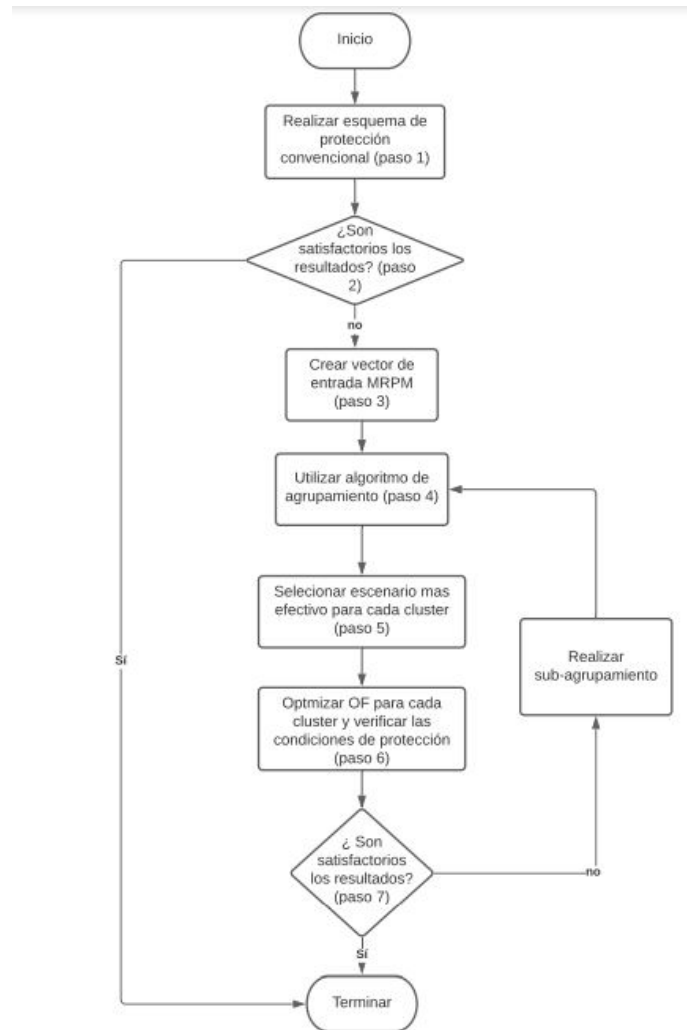


Figura 3.1: Esquema de protección propuesto

### 3.4 Estrategia N2: Estrategia de protección por análisis de sensibilidad de tensión

Esta estrategia de protección de microredes se basa en la detección de fallas en la microred mediante cálculos de diferencia de potencia activa y sensibilidad de tensión sobre una zona de protección definida, la cual recibe el nombre de zona de protección de área de barra (*Busbar Area Protection - BAP*), esta zona comprende la barra donde se instala el relé y todos los alimentadores que esta tenga asociados. La lógica de protección que utilizan los relés requiere como datos de entrada mediciones sincronizadas entregadas por las PMU de magnitudes de tensión, ángulo de fase y potencia activa en todas las barras de la microred. Este algoritmo permite detectar fallas tanto en la barra k donde

es instalado el relé como en cada una de las líneas alimentadoras a los extremos remotos. En la figura 3.2 se observa el proceso de comunicación existente entre la barra 2 y los extremos remotos, barras 1,3 y 4.

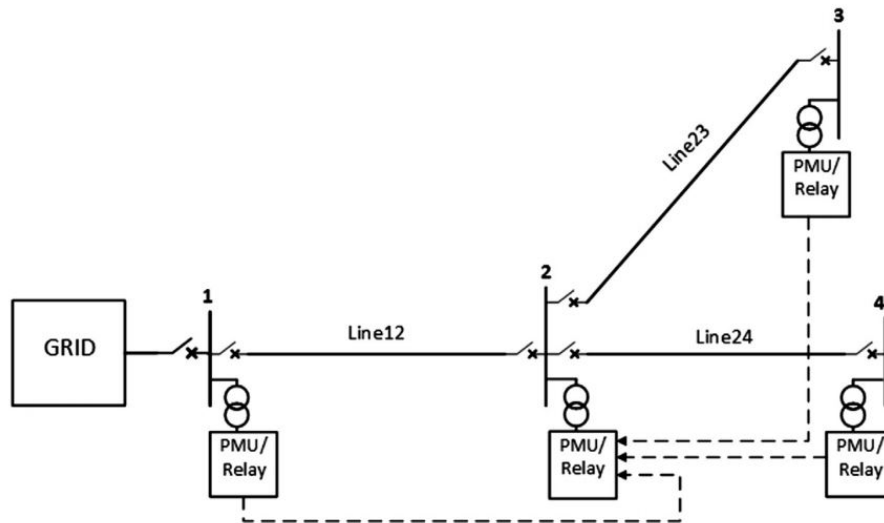


Figura 3.2: Ubicación de los PMU en cada barra: Tomada de [9]

Una de las características interesantes de esta estrategia radica en la necesidad de instalar solo un relé por barra, a diferencia de algunas funciones de protección conocidas, como la protección de sobrecorriente y de distancia, que requieren un relé independiente por cada línea. Para su implementación es indispensable conocer las características físicas de la microred que se encuentran en la matriz de admitancia nodal ( $Y_{bus}$ ), por otro lado, esta estrategia es independiente de la topología de la microred y permite desprestigiar las contribuciones de corriente de las DERs instaladas. A partir de las mediciones realizadas por las PMUs y del conocimiento de las características físicas de la microred se calculan los índices de detección de fallas necesarios para realizar los ajustes de cada relé.

### 3.4.1 Índices de detección de fallas $C_{k,p}$ y $C_{k,f}$ .

La estrategia por análisis de sensibilidad requiere el cálculo de los índices de detección de fallas (*Fault Detection Indices - FDI*),  $C_{k,p}$  y  $C_{k,f}$  en cada barra de la microred en un estado pre-falla  $K_0$ , condición de operación normal del sistema y que serán tomados como los valores umbrales de parametrización de los relés. Posteriormente se calculan los índices en un estado  $K_1$ , este proceso es realizado continuamente por los relés hasta que se identifique una falla. En el instante que los índices en el estado  $K_1$  son superiores a los del estado  $K_0$  en cualquier barra de la microred, el relé por medio de su lógica de identificación de fallas debe reconocer cual es la zona en falla y enviar una orden de apertura a los interruptores de potencia correspondientes con la intención de eliminar la falla en el menor tiempo posible. Los relés empleados para esta estrategia deben tener un elemento detección de fallas para cada fase, esto implica los FDI sean calculados en las tres fases, permitiendo identificar el tipo de falla que se puede llegar presentar.

### 3.4.2 Proceso de calculo de los índices de detección de fallas

De las ecuaciones de flujo y la matriz Jacobiana se pueden obtener los coeficientes de sensibilidad de tensión, que son necesarios para calcular los  $FDI$  en cada una de las barras, los  $FDI$  serán el parámetro de ajustes de los relés instalados en las barras de la microred. Las mediciones de tensión, ángulo y flujo de potencia se realizan directamente de ATPDraw mediante medidores de tensión y corriente, estos medidores representan la operación de las PMUs que se instalan en la microred real y permiten obtener mediciones sincronizadas de los eventos registrados. Se detalla a continuación el desarrollo matemático que debe seguir para obtener los  $FDI$ . Se tiene que el flujo de potencia activa y reactiva en la barra  $k$  en una microred de  $N$  nodos se calcula de la siguiente forma:

$$P_k = \sum_{j=1}^N V_k V_j Y_{kj} \cos(\delta_k - \delta_j - \delta_{kj}) \quad (3.14)$$

$$Q_k = \sum_{j=1}^N V_k V_j Y_{kj} \sin(\delta_k - \delta_j - \delta_{kj}) \quad (3.15)$$

Para un segmento de la microred, zona de protección BAP, el flujo de potencia en una barra a la que llegan  $N$  alimentadores se puede expresar como:

$$P_k = V_k^2 Y_{kk} \cos(-\delta_{kk}) + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^N V_k V_j Y_{kj} \cos(\delta_k - \delta_j - \delta_{kj}) \quad (3.16)$$

$$Q_k = V_k^2 Y_{kk} \sin(-\delta_{kk}) + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^N V_k V_j Y_{kj} \sin(\delta_k - \delta_j - \delta_{kj}) \quad (3.17)$$

La sensibilidad de  $P$  y  $Q$  a los cambios de voltaje de cada barra se pueden calcular utilizando la matriz jacobiana.

$$\begin{vmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{vmatrix} * \begin{vmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{vmatrix} \quad (3.18)$$

El cambio de  $P$  y  $Q$  de la barra  $k$  que contiene  $n$  alimentadores se puede expresar como:

$$\Delta P_k = \frac{\partial P_k}{\partial \delta_k} \Delta \delta_k + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n \frac{\partial P_k}{\partial \delta_j} \Delta \delta_j + \frac{\partial P_k}{\partial V_k} \Delta V_k + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n \frac{\partial P_k}{\partial V_j} \Delta V_j \quad (3.19)$$

$$\Delta Q_k = \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k} \Delta \delta_k + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_j} \Delta \delta_j + \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} \Delta V_k + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n \frac{\partial Q_k}{\partial V_j} \Delta V_j \quad (3.20)$$

El cambio en la magnitud de la tensión en el nodo  $k$  es dado por:

$$\Delta V_k = M^{-1}[(N^{-1}(\Delta P_k - R)) - (T^{-1}(\Delta Q_k - U))] \quad (3.21)$$

Donde:

$$M = [(\frac{\partial P_k}{\partial \delta_k})^{-1}(\frac{\partial P_k}{\partial V_k}) - (\frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k})^{-1}(\frac{\partial Q_k}{\partial V_k})]$$

$$N = \frac{\partial P_k}{\partial \delta_k}$$

$$T = \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k}$$

$$U = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_j} \Delta \delta_j + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n \frac{\partial Q_k}{\partial V_j} \Delta V_j$$

$$R = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n \frac{\partial P_k}{\partial \delta_j} \Delta \delta_j + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n \frac{\partial P_k}{\partial V_j} \Delta V_j$$

Donde:

La ecuación (3.21) puede ser escrita como:

$$\Delta V_k = S_{V,P} \Delta P_k + S_{V,Q} \Delta Q_k + V_{D,k} \quad (3.22)$$

$$S_{V,P} = M^{-1} N^{-1}$$

$$S_{V,Q} = -M^{-1} T^{-1}$$

$$V_{D,k} = -(M^{-1} N^{-1} R - M^{-1} T^{-1} U)$$

De (3.22)

$$\Delta Q_k = -\frac{S_{V,P} \Delta P_k}{S_{V,Q}} + \frac{\Delta V_k - V_{D,k}}{S_{V,Q}} \quad (3.23)$$

La ecuación (3.23) se puede escribir como:

$$\Delta Q_k = C_{k,p} - C_{k,v} \quad (3.24)$$

Donde:

$$C_{k,v} = \frac{V_{D,k} - \Delta V_k}{S_{V,Q}} \quad (3.25)$$

$$C_{k,p} = -\left(\frac{S_{V,P}}{S_{V,Q}}\right) \Delta P_k \quad (3.26)$$

De la multiplicación de (3.25) y (3.26) resulta.

$$C_{k,f} = \left(\frac{V_k - V_{D,k}}{S_{V,Q}}\right) \left(\frac{S_{V,P}}{S_{V,Q}}\right) \Delta P_k \quad (3.27)$$

El calculo de los índices de detección de fallas  $C_{k,p}$  y  $C_{k,f}$  se detalla en las ecuaciones (3.26) y (3.27). Se observa la relación directa que existe en cada uno de estos indices con las variaciones de la potencia activa y la sensibilidad de tensión de la matriz jacobiana al presentarse una falla [13].

### 3.4.3 Principio de detección de fallas

Esta estrategia de protección aprovecha la relación existente entre las magnitudes de la potencia activa  $P$  y de tensión  $V$ . Si se tienen condiciones balanceadas de operación y no se presentan fallas  $\Delta V_k = V_{D,Q}$ , por lo que no se presentaran cambios de potencia activa y reactiva,  $\Delta Q_k = \Delta P_k = 0$ .

Un cambio en la magnitud de  $\Delta P_k$  provoca la generación de la cantidad  $C_{k,p}$ , en el nodo  $k$ , esto hace que la magnitud de la tensión también cambie causando que la cantidad  $V_{D,Q}$  se aleje de  $V_k$  para generar el índice  $C_{k,v}$ , manteniendo así  $\Delta Q_k = 0$  en ese nodo, ya que la carga no extrae potencia reactiva del sistema. La magnitud de  $(\Delta V_k - \Delta V_{D,Q})$  depende de la magnitud de  $\Delta P_k$ . La magnitud de  $V_{D,Q}$  es sensible a variaciones de tensión de los nodos pertenecientes a la BAP y a los cambios de potencia activa en el nodo  $k$ , de esta forma  $V_{D,Q}$  se convierte en un parámetro que se encarga de monitorizar las condiciones de flujo de potencia en la zona de protección.

Un cortocircuito dentro de la zona de protección BAP ocasiona un desequilibrio en el flujo de potencia que se encarga de generar el índice de falla  $C_{k,p}$ . Esta falla ocasiona una caída de tensión y un cambio en los ángulos de las tres fases en el nodo  $k$  como en los alimentadores que hacen parte de la zona de protección. Esto hace que se establezca un nuevo punto de operación de forma inmediata, debido a que se presenta  $V_{D,Q} \neq \Delta V_k$  se genera  $C_{k,f}$ . De esta forma, se puede afirmar que:

- Si  $V_{D,Q} = \Delta V_k$ , condiciones balanceadas, no se presenta falla en la zona de protección BAP del nodo  $k$ .
- $V_{D,Q} \neq \Delta V_k$  condiciones desbalanceadas, se presenta una falla en la zona de protección BAP del nodo  $k$ .

El análisis anterior muestra que es posible detectar cortocircuitos mediante cálculos simples de diferencia de potencia y sensibilidad basados únicamente en mediciones de voltaje, ángulo y potencia activa. Por lo tanto, no es necesario calcular o conocer la corriente de falla y la contribución de las fuentes de generación disponibles en la microrred.

## Capítulo 4

# Resultados y análisis comparativo

Después de tener definida la metodología utilizada por cada una de las estrategias en el capítulo 3 se procede a realizar su correspondiente implementación para obtener los resultados respectivos con los cuales se analizará su correcto funcionamiento en la microred estudiada. En este capítulo 4 se presentan los resultados obtenidos considerando los diferentes escenarios operativos ante distintas condiciones de falla. Además, se realiza un análisis de los resultados y se plantean algunos posibles aspectos de mejora a tener en cuenta en futuros trabajos de este tipo.

### 4.1 Esquema de microred de prueba escogida

Para la implementación de esta estrategia fue seleccionada una microred con tensión nominal de 13,2 kV, que dispone de 5 barras formando una red enmallada entre las barras N2-N3-N4 y tres cargas conectadas en las barras N2, N4 y N5, la microred realiza conexión a la red externa (Macrogrid) de 120kV por la barra N1, en las barras N2 y N4 se instalan dos unidades de GD de 5MVA cada una. El esquema de la microred de prueba se puede ver en la figura 4.1.

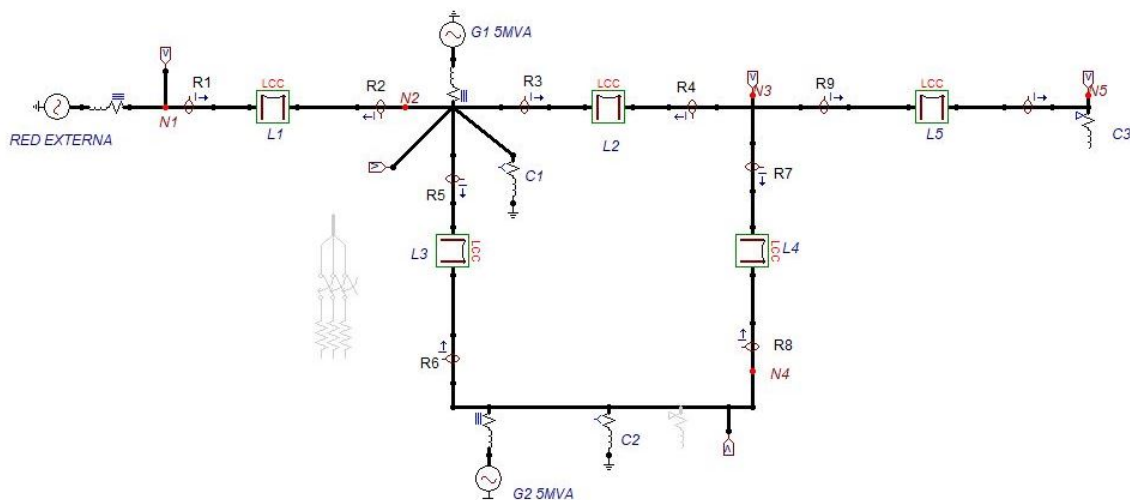


Figura 4.1: Esquema microred estudiada

El modelado de las líneas de la microred se realiza por medio del paquete de soporte que trae incorporado ATP (*Line Cable Constants - LCC*), que permite ingresar la configuración física de la mi-

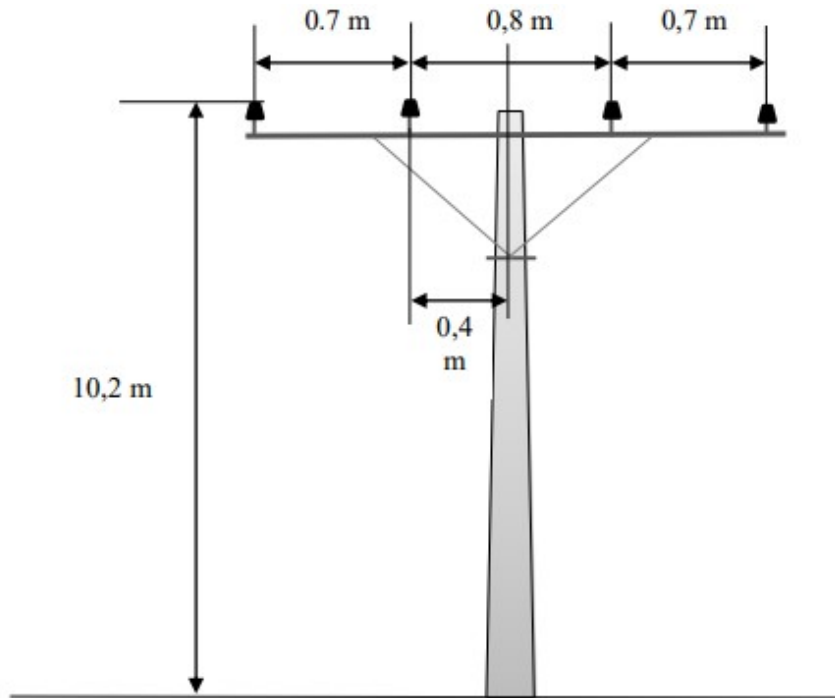


Figura 4.2: Estructura de poste seleccionada : Tomada de [12]

crored, distancias entre conductores y altura de la estructura, además de los parámetros eléctricos de los conductores tanto de fase como de neutro. La configuración física de los conductores distribución de la microrred se observa en la estructura en semi bandera LD014 en la figura 4.2. En la simulación se escoge un modelo de línea tipo PI y considera efecto piel de los conductores para obtener resultados más exactos.

Tabla 4.1: Parámetros de conductores de fase y neutro

Conductor	Rout[cm]	Resistencia[ohm/km DC]
Fase 1	0,06	0,18
Fase 2	0,06	0,18
Fase 3	0,06	0,18
Neutro	0,03	0,66

Los parámetros de fase y neutro de las líneas de distribución se encuentran en la tabla 4.1, los valores de las cargas conectadas en la microrred están en la tabla 4.2 y la distancia de las líneas en la tabla 4.3. Con la microrred de prueba seleccionada y modelada en ATPDraw se determinan los escenarios operativos con los que se va a realizar el análisis de las estrategia de protección propuestas.



Tabla 4.2: Cargas

Nodo	Carga	Valor[Ω]	Conexión
2	C1	56,41+j27,32	Y
4	C2	112,80+j54,56	Y
5	C3	263,21+j127,50	D

Tabla 4.3: Distancia de las líneas

Nodo Inicial	Nodo final	Línea	Longitud [km]
1	2	L1	0,35
2	3	L2	0,50
2	4	L3	0,30
3	4	L4	0,30
4	5	L5	0,50

## 4.2 Resultados obtenidos estrategia N1

Una base de datos homogénea y compacta que contenga toda la información del comportamiento de la microred es fundamental para el desarrollo de la estrategia de protección adaptativa, en este caso particular la base de datos debe contener los valores de las corrientes de carga, corrientes de falla local y falla remota para cada relé para los 10 escenarios de operación estudiados. Los valores de corrientes de falla se obtienen a partir de la simulación de fallas trifásicas solidas a tierra, este tipo de falla a pesar de ser poco frecuente en las redes eléctricas de distribución, es considerada como un caso especial en el ajuste de protecciones por su grado de complejidad.

Tabla 4.4: Nomenclatura relés de sobrecorriente

Línea	Relé principal	Relé de respaldo	Índice par de relés
L1	2	4	24
L1	2	6	26
L2	3	1	31
L2	3	6	36
L2	4	8	48
L3	5	1	51
L3	5	4	54
L3	6	7	67
L4	7	3	73
L4	8	5	85

Con la base de datos construida, se procede a realizar la implementación de la primera estrategia de protección. En la primera etapa se escoge el escenario base con el que se ejecuta el algoritmo de optimización y se obtienen los valores de TDS para cada relé de sobrecorriente. El escenario 1, donde se encuentran las dos unidades de DGs conectadas y entregando toda su potencia, además de tener conexión a la red eléctrica externa se elige como el escenario base. La nomenclatura de los pares de relés se detalla en la tabla 4.4, y la descripción de cada escenario operativo en la tabla 4.5.

Tabla 4.5: Escenarios operativos

Escenario de operación	Descripción del Escenario
Escenario 1	Conexión a la red externa y operación de DG1 y DG2
Escenario 2	Salida DG1
Escenario 3	Salida DG1 y DG2 en 4,5 MVA
Escenario 4	Salida DG1 y DG2 en 4 MVA
Escenario 5	Salida DG2
Escenario 6	Salida DG2 y DG1 en 4,5 MVA
Escenario 7	Salida DG2 y DG1 en 4MVA
Escenario 8	DG1 y DG2 en 4,5 MVA
Escenario 9	Salida de G1 y G2
Escenario 10	Modo isla

#### 4.2.1 Primera etapa : Coordinación convencional de protecciones

Los valores de corrientes obtenidas para cada relé del escenario base se encuentran en la tabla 4.6. Con estos valores se ejecuta el algoritmo de optimización y se obtienen los tiempos de disparo de cada relé como también mejorar los tiempos de coordinación entre los pares de relés de sobrecorriente y los respectivos valores de  $TDS_i$ . En la tabla 4.7 se pueden observar los tiempos de operación ante fallas locales y remotas de los 9 relés instalados en la microred.

Tabla 4.6: Corrientes Escenario 1

Relé	Corriente Nominal	Corriente Máx carga	Corriente Falla Local	Corriente Falla Remota
R1	215,30	322,95	5009	4417
R2	215,30	322,95	756,1	737,40
R3	52,18	78,27	5070	2479
R4	52,18	78,27	2227	102,60
R5	63,49	95,23	4899	3221
R6	63,49	95,23	1586	274
R7	23,49	35,23	2459	1207
R8	23,49	35,23	3600	2228
R9	75,16	112,74	4686	3941

Los valores de  $TDS_i$  de la tabla 4.7 se aplican en los otros 8 escenarios y se obtienen los tiempos de operación y se verifican las condiciones de coordinación. Los índices  $MT_j$  obtenidos para cada par de relés después de aplicar los ajustes obtenidos para el escenario base se encuentran en la tabla 4.8. En este caso los índices de pérdida de coordinación obtenidos al aplicar los valores de  $TDS_i$  del escenario base a los demás escenarios no garantiza una correcta coordinación entre los pares de relés de la microred. Se debe pasar a la etapa de agrupamiento para encontrar los escenarios que tienen características similares y que harán parte del mismo cluster. Los valores de  $MT_j$  de la tabla 4.8 se utilizan para crear la matriz  $MRPM$  necesaria para implementar el algoritmo de agrupación K-means. El algoritmo de agrupamiento K-means se implementa en la biblioteca Scikit-learn de Python, esta librería permite hacer análisis predictivo, incluye clasificadores y algoritmos de clusterización, por lo que es bastante utilizada en Data Science.

Tabla 4.7: Tiempos disparo escenario base

Relé	Tiempo Disparo Local [s]	Tiempo Disparo Remoto [s]	Dial
R1	0,95	0,99	0,38
R2	0,68	0,70	0,08
R3	0,69	0,85	0,43
R4	0,10	1,30	0,05
R5	0,67	0,76	0,39
R6	0,37	0,99	0,15
R7	0,55	0,66	0,35
R8	0,44	0,49	0,30
R9	0,19	0,20	0,11

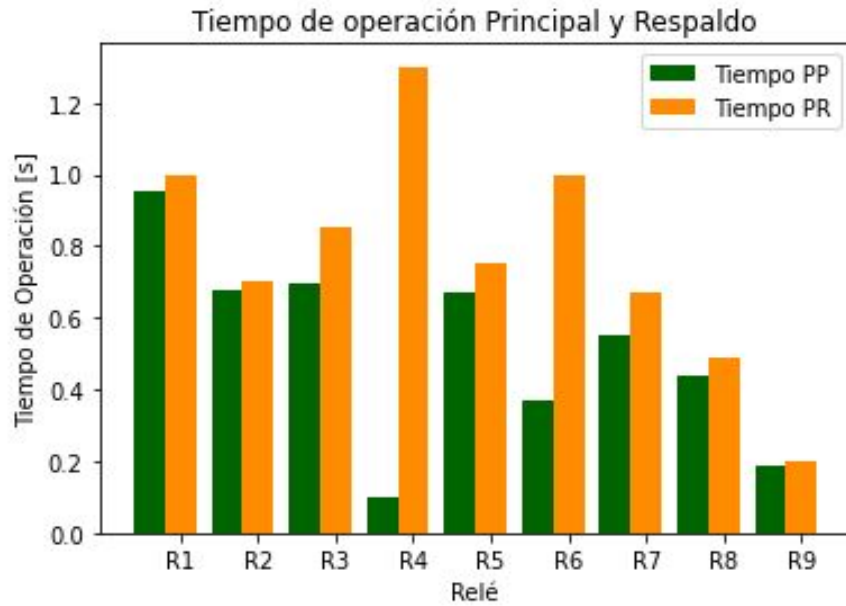


Figura 4.3: Tiempos escenario base

#### 4.2.2 Segunda Etapa: Algoritmo de Agrupamiento

La matriz  $MRPM$  tiene 12 columnas, igual al número de pares de relés de la microred y 9 filas que son los escenarios de estudio disponibles. Los datos de entrada son los índices  $MT_j$  que ya han sido calculados. Antes de aplicar el algoritmo de agrupamiento K-Means se emplea el método del codo para identificar el número óptimo de clusters en los que se dividirán los escenarios operativos. Para los datos disponibles en este estudio de coordinación el número de clusters óptimo es dos, así que se tendrán dos matrices de condiciones de falta de coordinación  $CMCM$ .

Después de correr el algoritmo de agrupamiento se obtienen los escenarios respectivos de cada cluster. El cluster 1 esta conformado por los escenarios 2,3 y 4, mientras que el cluster 2 se conforma por los escenarios 1,5,6,7,8,9, y 10 respectivamente. De cada matriz  $CMCM$  se selecciona el escenario más efectivo  $TMES$ , cluster1 el  $TMES$  es el escenario 1 que tiene un valor de  $TMT_1$  de -12.95s y para el cluster 2 el  $TMES$  es el escenario 5 con un índice  $TMT_5$  de -0.15s.

Tabla 4.8: Índices  $MT_j$  de la primera etapa

MTj(s)	Esc1	Esc2	Esc3	Esc4	Esc5	Esc6	Esc7	Esc8	Esc9
M24	0	-6,32	-3,48	-0,43	0	0	0	0	0
M26	0	-6,59	-4,47	-7,87	0	0	0	0	0
M31	0	0	0	0	0	0	0	0	0
M36	0	-0,03	0	0	0	0	0	0	0
M48	0	0	0	0	0	0	0	0	0
M51	0	0	0	0	0	0	0	0	0
M54	0	0	0	0	0	0	0	0	0
M67	0	0	0	-0,01	-0,12	-0,12	-0,12	-9E-3	-0,12
M73	0	0	0	0	0	0	0	0	0
M85	0	0	0	0	0	0	0	0	0
M93	0	0	0	0	0	0	0	0	0
M98	0	0	0	0	-0,03	-0,02	-0,02	-3E-3	-0,01
TMTscn(s)	0	-12,95	-7,96	-8,32	-0,15	-0,14	-0,14	-0,012	-0,13

Se utiliza el algoritmo de optimización para los dos escenarios más efectivos de cada cluster para obtener los valores  $TDS_i$  de cada relé que serán aplicados a los demás escenarios de cada cluster. Para el cluster 1, los valores de  $TDS_i$  aplicados presentan una reducción significativa de los tiempos de disparo y en los intervalos de coordinación entre pares de relés. Con los valores aplicados de  $TDS_i$  del escenario base, se tenía un tiempo total de pérdida total de coordinación promedio para el CMCM1 de -9.74s en la etapa inicial, luego de aplicar los valores de  $TDS_i$  obtenidos para el  $TMES_1$  se obtiene un valor de  $TMT_{scn}(s)$  promedio de -5,91E-2s, que significa una reducción del 99.39% del tiempo total de coordinación después de aplicar la etapa de agrupamiento. En la figura 4.4 se puede observar el cambio de la magnitud de  $TMT_{scn}(s)$  entre las dos etapas.

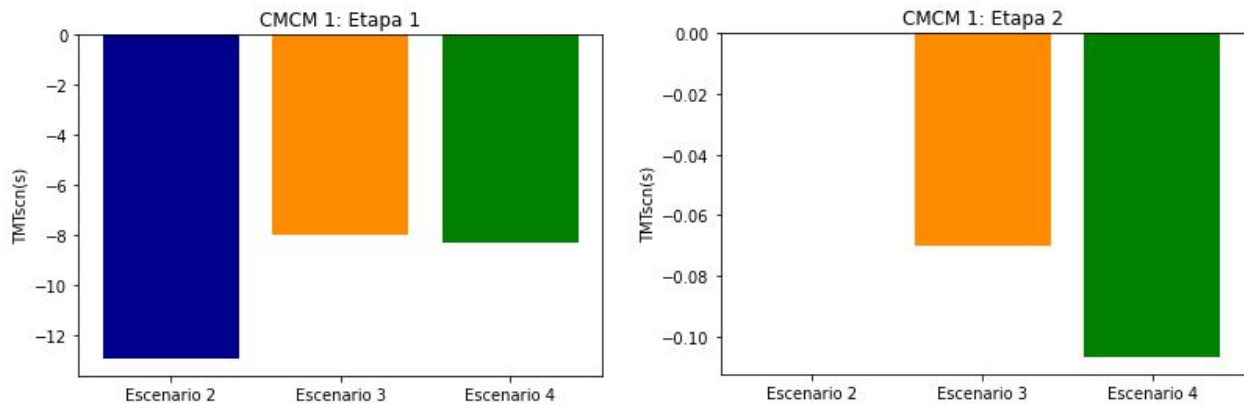


Figura 4.4: Cambio de la matriz CMCM 1

Para el cluster 2, de igual forma que en el cluster 1 se aplican los valores de  $TDS_i$  obtenidos para el  $TMES_2$  y se comprueba si se obtienen resultados satisfactorios. En este caso los índices de  $MT_j$  resultantes de cada par de relés no presentan tan buenos resultados como en el cluster 1, por lo que se deberá pasar a la tercera etapa de la estrategia que consiste en subagrupamiento. Para la etapa inicial se tenía un  $TMT$  promedio de -0.12s, después de aplicar los valores de  $TDS$  a los demás escenarios se obtiene un  $TMT$  promedio de -0.38, esto indica que no se logra reducción de

Tabla 4.9: Matriz de falta de Coordinación CMCM 1

MTj(s)	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
M24	-6,32	-3,48	-0,43
M26	-6,59	-4,47	-7,88
M31	0	0	0
M36	-0,03	0	0
M48	0	0	0
M51	0	0	0
M54	0	0	0
M67	0	0	-0,01
M73	0	0	0
M85	0	0	0
M93	0	0	0
M98	0	0	0
TMTscn(s)	-12,95	-7,96	-8,32

Tabla 4.10: Matriz de falta de Coordinación CMCM 2

MTj(s)	Esc 1	Esc 5	Esc 6	Esc 7	Esc 8	Esc 9
M24	0	0	0	0	0	0
M26	0	0	0	0	0	0
M31	0	0	0	0	0	0
M36	0	0	0	0	0	0
M48	0	0	0	0	0	0
M51	0	0	0	0	0	0
M54	0	0	0	0	0	0
M67	0	-0,12	-0,12	-0,12	-9E-3	-0,14
M73	0	0	0	0	0	0
M85	0	0	0	0	0	0
M93	0	0	0	0	0	0
M98	0	-0,03	-0,02	-0,02	-3E-3	-0,01
TMTscn(s)	0	-0,15	-0,14	-0,14	-0,012	-0,13

tiempos de coordinación entre los pares de relés con el  $TMES$  seleccionado. En la tabla 4.12 y en la figura 4.5 se observan los valores de cada escenario.

### 4.2.3 Tercera Etapa: Sub-agrupamiento

Como se observa en la tabla 4.13, los resultados obtenidos en la etapa anterior al aplicar los valores de  $TDS_I$  obtenidos para el  $TMES_2$  del cluster 2 en los demás escenarios no garantizan una correcta coordinación entre los pares de relés. Los valores de TMT siguen siendo críticos, por lo tanto, es necesario pasar a la etapa de subagrupamiento en el cluster 2 separando los escenarios con características similares en dos nuevos clusters.

Al primer subcluster se le asignan los escenarios 1 y 8, los demás escenarios, 5, 6, 7 y 9 son asignados al subcluster número 2. Para el subcluster 1, el escenario mas efectivo con un valor de TMES de -0.97s es el escenario 1, del cual ya se tienen los valores de  $TDS_i$  obtenidos en la primera

Tabla 4.11: Índices  $MT_j$ ; segunda etapa CMCM 1

MTj(s)	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
M24	0	0	0
M26	0	0	0
M31	0	-2,12E-2	-9,2E-4
M36	0	0	0
M48	0	0	0
M51	0	-4,8E-3	-9,9E-3
M54	0	0	0
M67	0	-3,8E-E	-8,6E-2
M73	0	0	0
M85	0	0	0
M93	0	0	0
M98	0	-6,4E-3	-1,08E-2
TMTscn(s)	0	-7,03E-2	-0,107

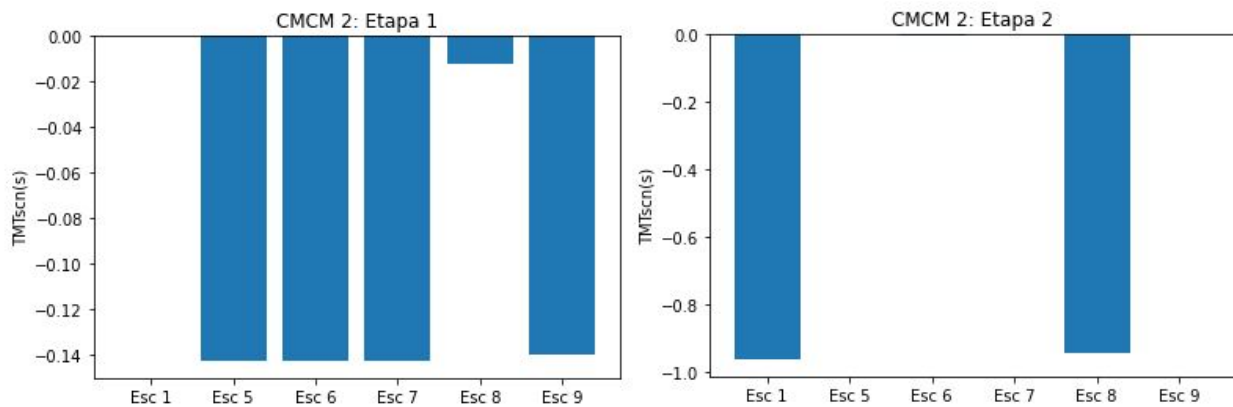


Figura 4.5: Cambio de la matriz CMCM 2

etapa de la implementación, en el segundo subcluster el escenario 6 es el respectivo TMES con un valor de -0.00284s. Empleando los valores de  $TDS_i$  del  $TMES$  a los demás escenarios del subcluster 1, se reducen los tiempos totales de pérdida de coordinación, pasando de un valor TMT promedio de la etapa 2 de -0.96s a -0.00605s en la tercera etapa.

Para el subcluster 2 también se logra una reducción significativa en los tiempos promedio de pérdida de coordinación, pasando de -6,7E-3s a -4,7E-4s en la tercera etapa. Con esta tercera etapa termina la implementación de la estrategia de protección adaptativa para microrredes. Después de realizar todo el proceso descrito en el capítulo 3, se logra asignar a cada cluster los escenarios operativos con características similares, esto permite tener un adecuado sistema de protecciones para la microrred estudiada.

Tabla 4.12: Índices  $MT_j$  segunda etapa CMCM 2

MTj(s)	Esc 1	Esc 5	Esc 6	Esc 7	Esc 8	Esc 9
M24	0	0	0	0	0	0
M26	-0,38	0	0	0	-0,40	0
M31	0	0	0	0	0	0
M36	-0,50	0	0	0	-0,46	0
M48	0	0	-2,7E-3	0	0	0
M51	0	0	-2,1E-4	-5,4E-4	0	0
M54	0	0	0	0	0	0
M67	0	0	-4,7E-4	-1,45E-5	0	0
M73	-4,1E-2	0	0	0	-0,04	0
M85	-3,9E-2	0	0	0	-3,9E-2	0
M93	0	0	0	0	0	0
M98	0	0	0	0	0	0
TMTscn(s)	-0,96	0	-3,38E-3	-5,54E-4	-0,95	0

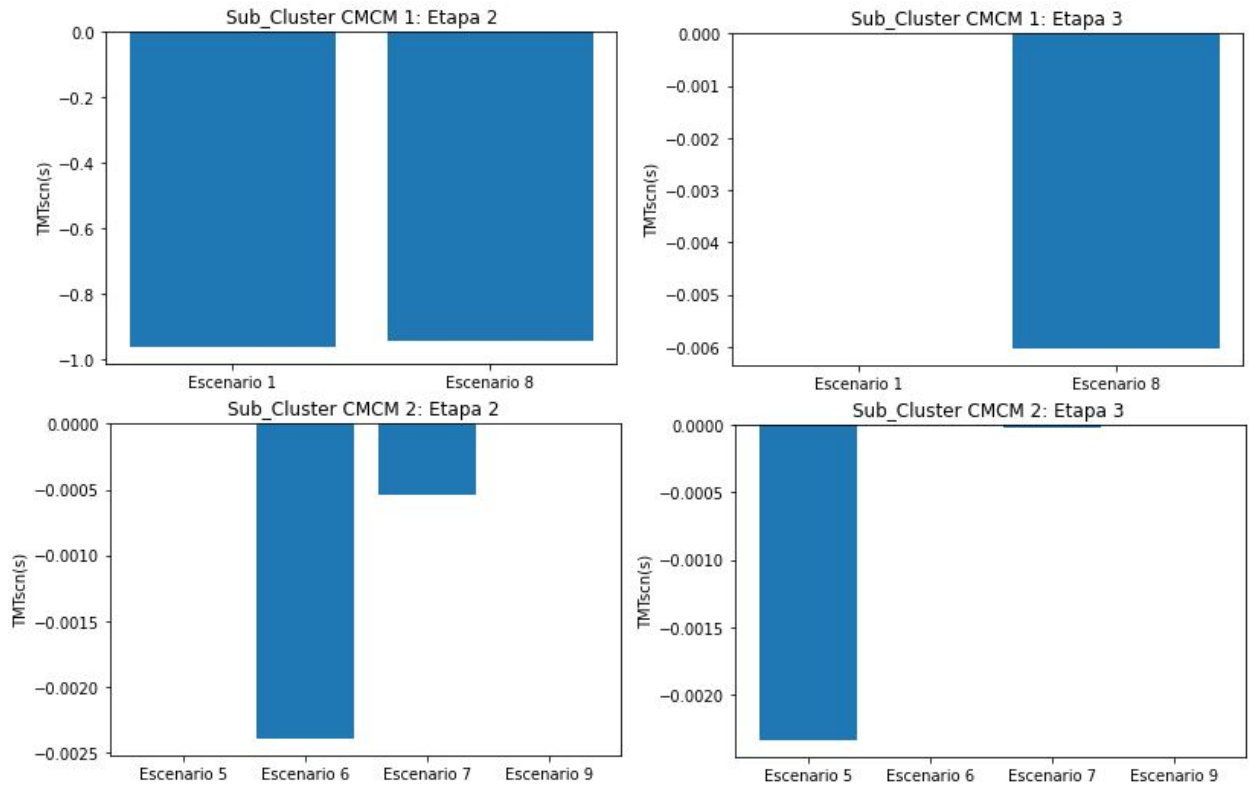


Figura 4.6: Etapa de Sub-agrupamiento

Para el escenario en modo isla se tendrán  $TDS_i$  de ajuste únicos, ya que los valores de corriente registrados en la desconexión de la red principal son muy distintos a los demás escenarios. En la tabla 4.14 se ven los tiempos de operación para las protecciones principales y de respaldo en este escenario y los respectivos  $TDS_i$  de cada relé de sobrecorriente.

Tabla 4.13: Índices  $MT_j$  segunda etapa

MTj(s)	Escenario 5	Escenario 6	Escenario 7	Escenario 9
M24	0	0	0	0
M26	0	0	0	0
M31	0	0	0	0
M36	0	0	0	0
M48	-6,89E-4	0	0	0
M51	-7,97E-4	0	0	0
M54	0	0	0	0
M67	-8,59E-4	0	-1,45E-5	0
M73	0	0	0	0
M85	0	0	0	0
M93	0	0	0	0
M98	0	0	0	0
TMTscn(s)	-2,34E-3	0	-1,45E-5	0

Tabla 4.14: Tiempos de Operación modo Isla

Relé	Tiempo Disparo Local [s]	Tiempo Disparo Remoto [s]	Dial
R3	0,41	0,54	0,19
R4	0,50	1,09	0,20
R5	0,79	0,96	0,38
R6	0,59	0,71	0,28
R7	0,25	0,89	0,05
R8	0,66	0,79	0,22
R9	0,24	0,25	0,07

### 4.3 Resultados estrategia N2

Para la segunda estrategia de protección analizada se deben calcular los índices de detección de falla en un estado de pre-falla que serán los parámetros de ajuste de cada relé instalado en la microred. Posteriormente se simulan fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas de alta impedancia en diferentes partes de la microred para poner a prueba la eficacia de la estrategia en cada una de las condiciones mencionadas.

#### Calculo de valores umbrales de los FDI

Teniendo la microred modelada de la estrategia anterior, se procede a realizar las mediciones de las magnitudes eléctricas necesarias para poder implementar la estrategia de protección por análisis de sensibilidad. Además, se obtiene la matriz de admitancia nodal de la microred y se construye el jacobiano que será utilizado para calcular los índices de detección de fallas en una operación normal, es decir en estado de pre-falla.

El IED que ejecuta este algoritmo toma las mediciones de voltaje sincronizadas de los nodos



locales y vecinos como entradas. Básicamente, el "marco" actual (en tiempo real) de los valores fasoriales recibidos de las PMU, y el "marco" previo a la falla de los fasores almacenados en la memoria se leen en el algoritmo y se realizan los cálculos de detección de fallas. Se generan índices FDI y se indica un fallo cuando se detectan índices FDI por encima del umbral. Se debe recalcar que esta estrategia plantea que los índices  $C_{k,p}$  y  $C_{k,f}$  se deben calcular por cada fase, en este trabajo solo se calculan para la fase A. Los índices de detección de fallas que se obtienen en el estado pre-falla para la microred estudiada se encuentran en la tabla 4.15.

Tabla 4.15: índices de falla en pre-falla

BARRA	Modo Isla		Conectado a la Red	
	Ck,p	Ck,f	Ck,p	Ck,f
1	0,56	0,48	0,87	0,68
2	0,38	0,31	0,45	0,39
3	0,45	0,32	0,63	0,52
4	0,12	0,08	0,98	0,84
5	0,45	0,42	0,47	0,33

#### 4.3.1 Cálculo de FDI ante fallas de alta impedancia

Luego de tener los valores umbrales de los FDI en cada barra de la microred se procede a simular fallas de distinta naturaleza, fallas trifásicas y monofásicas con diferentes valores de resistencia de falla con el objetivo de calcular nuevamente los valores de  $C_{k,p}$  y  $C_{k,f}$  y compararlos con los FDI calculados anteriormente. Este proceso es realizado en cada relé de la microred.

#### 4.3.2 Falla Trifásica en la línea L2

La ocurrencia de una falla trifásica en la línea L2 provoca que los FDI de las barras N2 Y N3 sobrepasen los valores iniciales de pre-falla, por lo tanto los IEDs de cada extremo deberán enviar una una señal de apertura a los interruptores asociados que permitan despejar la zona en falla rápidamente. En la tabla 4.16 se pueden ver los índices  $C_{k,p}$  y  $C_{k,f}$  calculados para fallas de 1, 30 y 100  $\Omega$  en la línea L2 en modo de operación conectado a la red externa. En la figura 4.7 se observa el cambio de magnitud de los índices  $C_{k,p}$  y  $C_{k,f}$  en las barras 2 y 3.

Tabla 4.16: FDI calculados para fallas Trifásicas

Conexión a la Red Externa						
Barra	$R_F = 1 [\Omega]$		$R_F = 30 [\Omega]$		$R_F = 300 [\Omega]$	
	Ck,p	Ck,f	Ck,p	Ck,f	Ck,p	Ck,f
1	-32,56	-675,78	-9,78	-78,75	-0,67	-2,56
2	56,79	2456,67	18,98	226,78	2,45	5,67
3	45,56	1789,78	16,67	189,99	1,56	3,67
4	-4,56	-89,87	-1,56	-10,67	-0,05	-0,06
5	-0,98	-1,32	-0,05	-0,07	-0,02	-0,03

Luego de realizar fallas en modo de operación conectada a la red externa se hacen las mismas

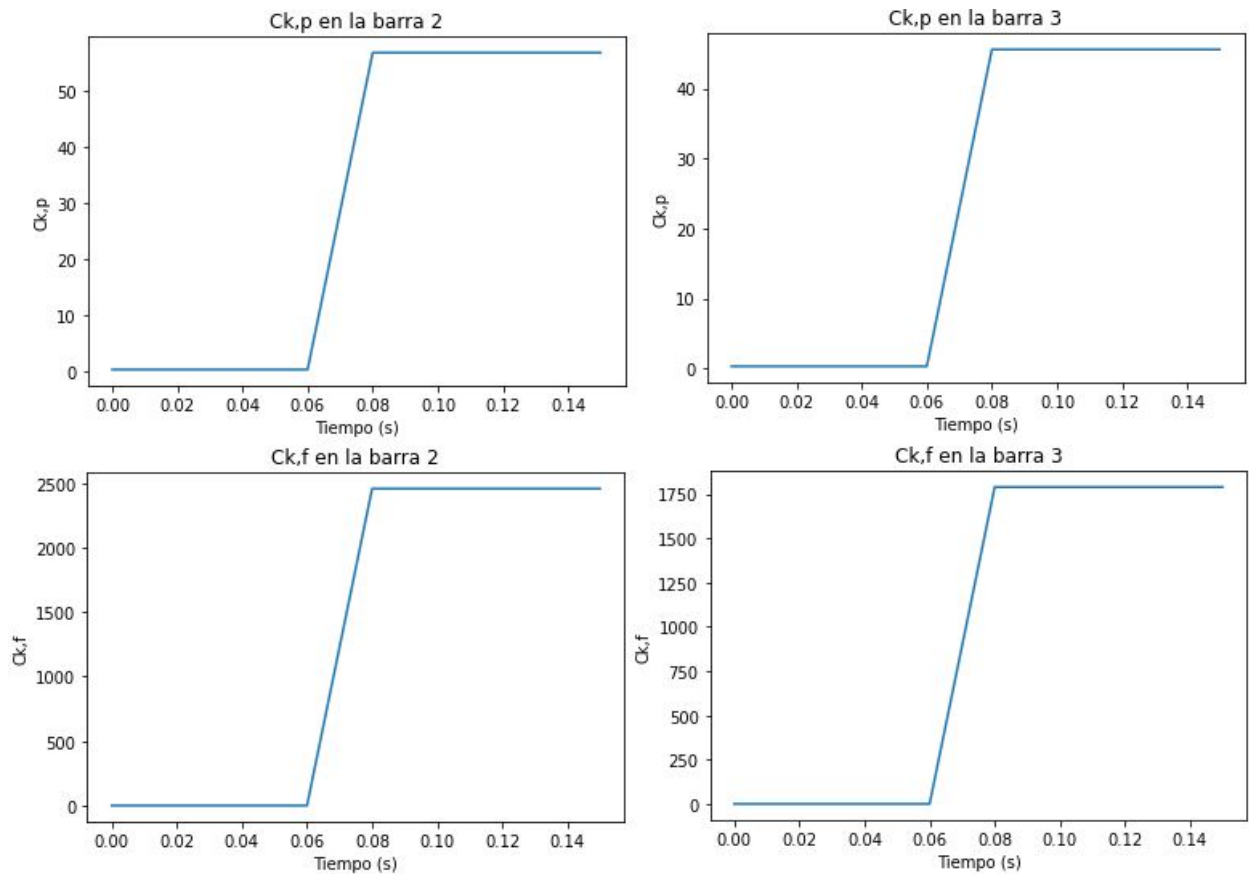


Figura 4.7: Cambio de Magnitud de los FDI en las barras 2 y 3 por falla de 1  $\Omega$

fallas pero en modo isla, los resultados se muestran en la tabla 4.17. Como se puede observar, las únicas barras que sobrepasan los valores umbrales de operación en pre-falla definidos en la tabla 4.15 son los índices  $C_{k,p}$  y  $C_{k,f}$  de las barras N2 y N3. Adicionalmente, se comprueba que la estrategia de protección por análisis de sensibilidad es capaz de detectar fallas de alta impedancia hasta de 300  $\Omega$  en ambos modos de operación.

Tabla 4.17: FDI calculados para fallas Trifásicas

Barra	Modo Isla					
	$R_F = 1 [\Omega]$		$R_F = 30 [\Omega]$		$R_F = 300 [\Omega]$	
	$C_{k,p}$	$C_{k,f}$	$C_{k,p}$	$C_{k,f}$	$C_{k,p}$	$C_{k,f}$
1	-27,67	-556,67	-8,76	-63,56	-0,64	-2,45
2	48,65	2134,54	15,65	187,56	2,14	4,56
3	42,56	1675,5	13,54	146,76	1,34	2,47
4	-3,54	-67,54	-1,34	-7,54	-0,32	-1,46
5	-0,87	-1,12	-0,05	-0,06	-0,03	-0,43

Los FDI en las otras barras de la microred no sobrepasan el valor inicial de pre-falla, en la figura 4.8, se observa que los valores de  $C_{k,p}$  y  $C_{k,f}$  son menores a la etapa inicial, descartando cualquier falla en la barra o en alguno de sus alimentadores.

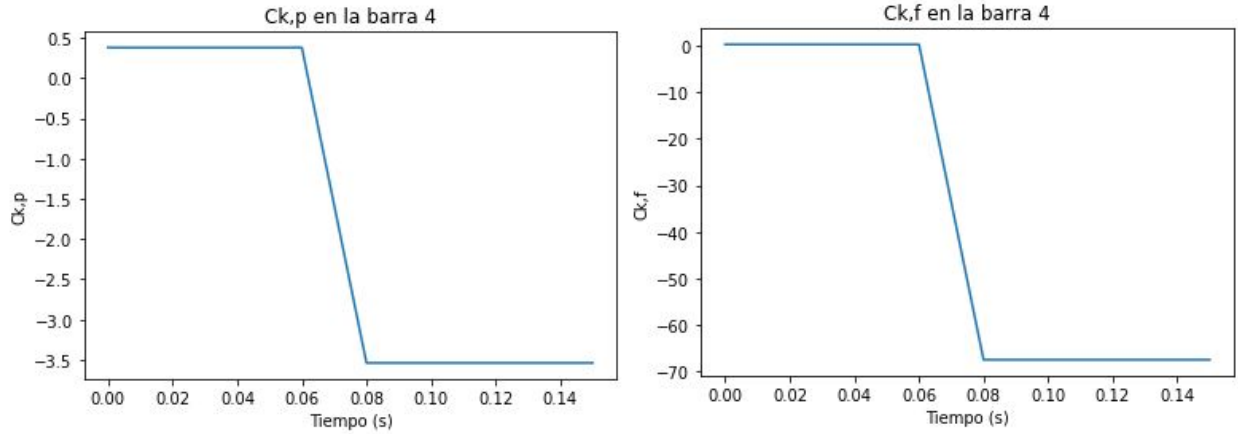


Figura 4.8: Cambio de Magnitud de los FDI en la barra 4

### 4.3.3 Falla Monofásica en la línea L3

Después de verificar la correcta operación de la estrategia de protección por análisis de sensibilidad de tensión con fallas trifásicas con diferentes valores de resistencia de falla, ahora se procede a realizar la verificación con fallas monofásicas en la línea L3 de forma similar a la descrita anteriormente. En la tabla 4.18 se encuentran los FDI calculados para para fallas de 1,30 y 300  $\Omega$  con modo de operación conectada a la red.

Tabla 4.18: FDI calculados para fallas Monofásicas

Conexión a la Red Externa						
Barra	$R_F = 1 [\Omega]$		$R_F = 30 [\Omega]$		$R_F = 300 [\Omega]$	
	Ck,p	Ck,f	Ck,p	Ck,f	Ck,p	Ck,f
1	-34,56	-685,54	-7,56	-71,43	-0,43	-1,56
2	59,65	2587,87	15,54	213,54	1,54	2,38
3	-13,54	-453,54	-2,44	-34,65	-0,21	-1,32
4	53,54	1987,54	8,43	165,65	1,32	1,95
5	-5,54	-78,54	-1,43	-10,78	-0,04	-1,69

Posteriormente se calculan nuevamente los FDI para fallas monofásicas pero en modo isla, los resultados obtenidos se muestran en la tabla 4.19.

Tabla 4.19: FDI calculados para fallas Monofásicas

Modo Isla						
Barra	$R_F = 1 [\Omega]$		$R_F = 30 [\Omega]$		$R_F = 300 [\Omega]$	
	Ck,p	Ck,f	Ck,p	Ck,f	Ck,p	Ck,f
1	-26,65	-487,37	-6,65	-54,23	-0,032	-1,52
2	46,43	1969,53	15,43	146,76	1,38	1,95
3	-11,43	-375,34	-3,54	-27,56	-0,15	-0,97
4	43,23	1453,54	13,58	123,68	1,03	2,21
5	-4,54	-69,65	-1,28	-8,32	-0,03	-0,94

### 4.3.4 Falla Bifásica en la barra 3

Para comprobar que el método de protección solo es sensible a cambios dentro de la BAP de cada relé se realizan fallas bifásicas en la barra 3 de 1,30 y 300  $\Omega$ . En las tablas 4.20 y 4.21 se observa que los únicos FDIS que sobrepasan su valor de pre-falla son los asociados a la barra 3.

Tabla 4.20: FDIS calculados para fallas Trifásicas

Conexión a la Red Externa						
Barra	$R_F = 1 [\Omega]$		$R_F = 30 [\Omega]$		$R_F = 300 [\Omega]$	
	Ck,p	Ck,f	Ck,p	Ck,f	Ck,p	Ck,f
1	-23,56	-587,67	-7,76	-64,56	-0,54	-1,69
2	-14,54	-356,43	-6,32	-43,63	-0,04	-1,45
3	67,88	2673,65	33,65	232,56	1,23	2,34
4	-18,65	-234,76	-2,77	-14,65	-0,05	-1,23
5	-21,32	-432,54	-3,54	-17,76	-0,97	-1,78

Tabla 4.21: FDIS calculados para fallas Trifásicas

Modo Isla						
Barra	$R_F = 1 [\Omega]$		$R_F = 30 [\Omega]$		$R_F = 300 [\Omega]$	
	Ck,p	Ck,f	Ck,p	Ck,f	Ck,p	Ck,f
1	-18,54	-554,45	-6,56	-64,54	-1,12	-1,67
2	-13,54	-342,43	-5,67	-44,54	-0,08	-2,43
3	57,54	2235,54	31,54	201,35	2,12	2,45
4	-21,32	-285,45	-3,54	-11,23	-0,02	-0,84
5	-19,43	-198,65	-5,23	-13,54	-1,21	-1,56

En cada uno de los casos analizados en este capítulo se confirma el correcto funcionamiento de la estrategia de protección. Cuando se presenta una falla en cualquier línea de la microred, se observa que los únicos FDIS que sobrepasan los valores iniciales son los de las barras asociadas a dicha línea. Adicionalmente, si la falla ocurre directamente en la barra K, los únicos FDIS afectados son los de la misma barra, de esta forma se verifica que el algoritmo solo es sensible a cambios bruscos en la magnitud de la tensión y en el ángulo de fase de las barras que pertenezcan a la BAP de cada relé.

## 4.4 Propuesta de mejora

Después de haber realizado la implementación de ambas estrategias de protección de microredes, se observan las principales ventajas y desventajas en cada una de ellas. Partiendo con estrategia de protección adaptativa donde se logró una reducción considerable de los tiempos de intervalo de coordinación entre los pares de relés utilizando el método de agrupamiento, esta es una característica importante del método, pero también se debe tener en cuenta que la cantidad de escenarios operativos fue limitada y las corrientes de cortocircuito entre cada escenario varía de forma significativa por lo que fue necesario utilizar un número de clusters elevado. Por esta razón y con la intención de obtener resultados más satisfactorios, se propone trabajar con una microred de mayor tamaño donde se tengan en cuenta un mayor número de escenarios operativos con características

---

semejantes. También, se propone trabajar con distintas curvas de sobrecorriente, como la C2 de tiempo muy inverso o C3 de tiempo extremadamente inverso, ya que en esta ocasión solo se utilizó la curva de tiempo inverso estándar C1, utilizar distintas curvas podría otorgar mejores resultados. Adicionalmente, se propone que en vez de aplicar a todos los escenarios de cada clusters los valores de  $TDS_i$  calculados para su  $TEMS$ , se trabaje con el centroide de los  $TDS_i$ .

Con la estrategia de protección por análisis de sensibilidad se debe encontrar un método que permita identificar cual es el valor de la resistencia de falla limite que no genera un incremento en los FDIs en comparación con el estado de pre-falla. También se debería realizar la implementación de esta estrategia considerando más escenarios operativos de una forma similar a la estrategia de protección adaptativa en la que se varia la potencia entregada por DER.

## Capítulo 5

# Conclusiones

Se requiere contar con un adecuado sistema de protecciones para microredes que posea características tales como, confiabilidad, economía, seguridad, simplicidad, selectividad, sensibilidad y velocidad. Estos factores son de vital importancia para evitar la destrucción de equipos o instalaciones eléctricas a causa de fallas que se podrían propagar de forma descontrolada. En este trabajo se analizan dos estrategias de protección de microredes con enfoques distintos, por un lado, se presenta la estrategia de protección adaptativa que se basa en técnicas de agrupamiento y busca obtener los ajustes óptimos de configuración de relés de sobrecorriente para cada cluster. Por otro lado, se tiene una estrategia de protección por sensibilidad de tensión que detecta cambios en la magnitud de tensión en las barras de la microred cuando ocurre una falla.

La estrategia adaptativa utiliza un método de aprendizaje no supervisado con el que se pueden agrupar los datos de entrada en distintos clusters. Si bien, los resultados obtenidos son satisfactorios ya que se logró agrupar cada escenario operativo en los clusters con características semejantes, no se logró cumplir con algunas restricciones operativas establecidas. Por otra parte, el intervalo de coordinación entre los pares de relés de sobrecorriente no se cumple en la mayoría de los escenarios, ya que no se respetan los 300 [ms] establecidos inicialmente, por tal razón se debe pensar en opciones de mejora que permitan el cumplimiento de cada una de las restricciones.

En cuanto a la estrategia de protección por sensibilidad de tensión se obtuvieron resultados satisfactorios en escenario analizado, sin embargo, se debe tener en cuenta que este método puede presentar inconvenientes cuando se presenten fallas de alta impedancia que no hagan variar de forma significativa la tensión en las barras ni su ángulo de fase, esto ocasiona que los FDI's no superen el valor de umbral de los coeficientes calculados en un estado de pre-falla, haciendo que sea imposible detectar la presencia de una falla en la microred.

El sistema comunicaciones es el medio que otorga la información necesaria que permite conocer el escenario operativo actual de la microred para asignar los ajustes respectivos a cada relé, además permite identificar las zonas donde se encuentran las fallas otorgando una mayor selectividad y una velocidad de despeje de fallas más alta. Los enlaces de comunicaciones modernos en fibra óptica otorgan mayor velocidad y precisión en los datos transmitidos, sin embargo los costos se aumentan considerablemente al utilizar este tipo de recursos, si bien la economía es una de las características fundamentales con las que debería contar un adecuado sistema de protecciones en el caso de las microredes se debe considerar que los costos de inversión en enlaces de comunicación, relés de protección digitales y dispositivos de monitoreo y control son elevados.

# Bibliografía

- [1] Reza Iravani Ali Hooshyar. Microgrid protection. *Proceedings of the IEEE* , Vol. 105, pages 1332–1353, 2017.
- [2] Manel Guerrero-Zapata Amin Karamia. A fuzzy anomaly detection system based on hybrid pso-kmeans algorithm in content-centric networks. *Neurocomputing, Volume 149 , Part C*, pages 1253–1269, 2015.
- [3] Ignacio Carugati Carlos Martín Orallo. Unidades de medición fasorial: ¿qué son y para qué sirven? *Instituto de Investigaciones Científicas y Tecnológicas en Electrónica (ICYTE), Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET) y Universidad Nacional de Mar del Plata (UNMdP)*, 2018.
- [4] El congreso de la República de Colombia. Ley no. 1715: Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional. 2014.
- [5] ALVARO DARÍO PAREDES CORTÉS DANIELA ARBELÁEZ TREJOS . Coordinación óptima de elementos de protección en microredes. *Universidad Tecnológica de Pereira*, 2019.
- [6] Ministerio de Minas y Energía. Resolución no. 015 de 2018: Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional. *Comisión de Regulación de Energía y Gas- CREG*, 2018.
- [7] Ministerio de Minas y Energía. Resolución no. 030 de 2018: Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el sistema interconectado nacional. *Comisión de Regulación de Energía y Gas- CREG*, 2018.
- [8] Majid Al-Dabbagh Reza Mohammadi Hossein Torkaman Farzad Razavi, Hossein Askarian Abyaneh. A new comprehensive genetic algorithm method for optimal overcurrent relays coordination. *Electric Power Systems Research, Volume 78*, pages 713–720, 2008.
- [9] Patrick T. Manditerezaa and Ramesh C. Bansal. Protection of microgrids using voltage-based power differential and sensitivity analysis. *Electrical Power and Energy Systems- volumen 118*, pages 1–14, 2020.
- [10] Mostafa Jazaeri Mehdi Farzinfar. A novel methodology in optimal setting of directional fault current limiter and protection of the mg. *Electrical Power and Energy Systems, Vol 116*, pages 1–10, 2019.
- [11] ONU. ¿qué son los objetivos de desarrollo sostenible? <https://www1.undp.org/content/undp/es/home/sustainable-development-goals/>, (Accessed on 6/11/2021).

- [12] Jhonatan Osorio Parra. Diseño e implementación en atp de redes de distribución prototipo de media tensión en colombia para pruebas de localización de fallas. *Universidad Tecnológica de Pereira*, 2014.
- [13] Ramesh C.Bansal Patrick T.Manditereza. Multi-agent based distributed voltage control algorithm for smart grid applications. *Electronic Power Components and Systems*, pages 2352–2363, 2016.
- [14] Clint Wheelock Peter Asmus . Adam Cornelius. A short history: the microgrid. *Microgrids islanded power grids and distributed generation for community comercial and institutional applications*, 2017.
- [15] Electromagnetic Transients Program. Welcome to the web page of atpdraw. *Ihttps://www.atpdraw.net/*, (Accessed on 6/11/2021), 4567.
- [16] Basil Saji. In-depth intuition of k-means clustering algorithm in machine learning. *Analytics Vidhya* : *https://www.analyticsvidhya.com/blog/2021/01/in-depth-intuition-of-k-means-clustering-algorithm-in-machine-learning/* , (Accessed on 6/11/2021).
- [17] Kazem Mazlumi Seyyed Mohammad Ebrahim Ghadiri. Adaptive protection scheme for microgrids based on som clustering technique. *Applied Soft Computing Journal volumen 88*, pages 1–20, 2020.
- [18] Yu Huang Peng Zhao Fengyi Song Weiyong Ding, Maochao Xu. Cyber attacks on pmu placement in a smart grid: Characterization and optimization. *Reliability Engineering and System Safety, Volume 212*, pages 2–11, 2021.
- [19] Zhiyun Peng Sui Peng Junjie Tang Xiao Du, Xingyu Lin. Chance-constrained optimal power flow based on a linearized network model. *International Journal of Electrical Power Energy Systems, Volume 130*, 2021.
- [20] G. E ZAPATA, C. J. MEJIA. Coordinacion de reles de sobrecorriente en sistemas radiales utilizando programacion lineal. *Scientia et technica 2(22)*, 2003.