



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Diseño de un algoritmo de protección avanzado para microrredes AC interconectadas a un sistema de distribución tradicional

Manuel Octavio Acevedo Iles

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Bogotá, Colombia
2024

Diseño de un algoritmo de protección avanzado para microrredes AC interconectadas a un sistema de distribución tradicional

Manuel Octavio Acevedo Iles

Tesis presentada como requisito parcial para aplicar al título de:
Magister en ingeniería electrónica

Director:

Camilo Andres Cortés Guerrero, Ph.D.

Co-Director:

David Fernando Romero Quete, Ph.D.

Línea de investigación:

Electrónica de potencia-Smart Grids y energías renovables

Grupo de investigación:

Grupo de investigación EMC-UN

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Bogotá, Colombia

2024

A mis queridos padres y hermanos, quienes me han moldeado y educado inculcándome valores fundamentales como la resiliencia, disciplina y paciencia. A mi amada familia, quienes siempre me motivan e impulsan a seguir soñando.

Debes darlo todo para lograr una vida tan hermosa como aquella que danza en tu imaginación.

Román Payne

Agradecimientos

Quiero aprovechar esta ocasión para agradecer a mi director de tesis Camilo Cortés y a mi codirector David Romero, por su apoyo, confianza y ayuda durante el desarrollo de mi maestría. Ha sido un privilegio trabajar junto a tan excelentes personas, profesionales e investigadores.

También quisiera agradecer a mis padres y hermanos, Isamel, Rosa, Jenny y Luis, quienes han confiado en mí desde el principio y me han hecho creer que con esfuerzo y paciencia puedo lograr todo lo que me proponga. Ellos son los principales responsables de quien soy y de lo que he conseguido. Adicionalmente, quiero agradecer a mi amada prometida Juliana y a nuestro hijo Santiago, quienes con sus risas y alegría me han motivado e impulsado en esos momentos de cansancio y flaqueza. Son todos ellos los que me impulsan a seguir soñando y tratando de que con mis acciones afecte positivamente a lo y los que me rodean.

Finalmente, quisiera agradecer el soporte económico dado por la Universidad Nacional de Colombia y el gobierno Colombiano a través del *Sistema general de regalías* y del proyecto BPIN 2020000100064. Asimismo, quisiera agradecer el apoyo del grupo de investigación EMC-UN y el laboratorio LIATER de la Universidad Nacional de Colombia por el apoyo y préstamo de sus instalaciones durante todas las pruebas que desarrollé.

Resumen

Diseño de un algoritmo de protección avanzado para microrredes AC interconectadas a un sistema de distribución tradicional

En las últimas décadas, el creciente interés en las formas de generación renovables ha impulsado el desarrollo de topologías de sistemas eléctricos locales que aprovechan los recursos energéticos disponibles, dando lugar al concepto de microrredes. Estas innovadoras topologías presentan amplios beneficios, especialmente al considerar los actuales requisitos energéticos y las deficiencias en el suministro de energía eléctrica, como se evidencia en zonas no interconectadas en Colombia.

No obstante, la integración de nuevas tecnologías en los sistemas eléctricos conlleva desafíos técnicos que pueden afectar su implementación. Uno de estos desafíos se asocia a las modificaciones en el comportamiento en falla de los sistemas con penetración de microrredes, debido a la inclusión de fuentes de generación basadas en inversores (IBRs en inglés). Estas fuentes presentan un comportamiento en falla significativamente diferente al de las fuentes tradicionales de generación.

Las modificaciones en el comportamiento en falla exigen la implementación de nuevos esquemas de protección que respondan a los requisitos emergentes, caracterizados principalmente por su adaptabilidad. En esta tesis se presenta el proceso de investigación desarrollado para proponer una estrategia de protecciones innovadora. Esta estrategia capitaliza la controlabilidad de las fuentes de generación basadas en inversores para mejorar el rendimiento de las funciones de direccionalidad. Además, se fundamenta en dos esquemas de protección, uno asociado a la detección especializada de condiciones de falla y otro a la coordinación online.

Finalmente, mediante simulaciones y montajes experimentales para simulaciones en tiempo real, se demuestran las características de la estrategia de protecciones, evidenciando sus beneficios.

Palabras clave: fuentes de generación basadas en inversores, microrredes, optimización distribuida, protecciones adaptativas, simulaciones en tiempo real, subestaciones digitales.

Abstract

Design of an advanced protection algorithm for AC microgrids interconnected with a traditional distribution system

In recent decades, the growing interest in renewable forms of generation has led to the development of local electrical system topologies that harness available energy resources, giving rise to the concept of microgrids. These innovative topologies offer extensive benefits, particularly in addressing current energy requirements and deficiencies in electrical power supply, as observed in non-interconnected areas in Colombia.

However, the integration of new technologies into electrical systems poses technical challenges that may impact their implementation. One such challenge is associated with modifications in the fault behavior of systems with microgrid penetration due to the inclusion of inverter-based generation sources (IBRs). These sources exhibit significantly different fault behavior compared to traditional generation sources.

Modifications in fault behavior necessitate the implementation of new protection schemes that respond to emerging requirements, characterized primarily by adaptability. This thesis presents a research process aimed at proposing an innovative protection strategy that leverages the controllability of inverter-based generation sources to enhance the performance of directionality functions. It is based on two protection schemes: one associated with specialized fault condition detection, and the other with online coordination.

The characteristics of the protection strategy are demonstrated through simulations and experimental setups for real-time simulations, highlighting its benefits.

Keywords: adaptive protection, digital substation, distributed optimization, inverter-based resources, microgrid, real-time simulation.

Lista de figuras

1-1	Equivalentes de funcionamiento para: 1-1a inversores seguidores de red e 1-1b inversores formadores de red.	4
1-2	Esquemas de protección basados en comunicaciones: 1-2a Centralizado y 1-2b descentralizado.	6
2-1	Diagrama de bloques de control de tensión típico con limitador de corriente.	11
3-1	Red de referencia modificada de MV del CIGRE.	20
3-2	Modelo de fuente de generación basada en inversores: 3-2a esquema eléctrico con topología LCL y 3-2b esquema de control para IBR.	21
3-3	Perfiles de tensión en los puntos: 3-3a <i>R4</i> , 3-3b <i>R5</i> , 3-3c general de <i>R8</i> y 3-3d zoom en falla de <i>R8</i>	23
3-4	Fasores de potencia normalizados medidos en el punto <i>R4</i> , para diferentes valores de <i>k</i> y diferentes condiciones de inyección de potencia: $P = 1, Q = 0$ 3-4a , $P = 0,5, Q = 0,5$ 3-4b y $P = -1, Q = 0$ 3-4c	24
3-5	Fasores de potencia normalizados medidos en el punto <i>R8</i> , para diferentes valores de <i>k</i> y diferentes condiciones de inyección de potencia: $P = 1, Q = 0$ 3-5a , $P = 0,5, Q = 0,5$ 3-5b y $P = -1, Q = 0$ 3-5c	24
3-6	Perfiles de tensión en los puntos: 3-6a <i>R4</i> , 3-6b <i>R5</i> , 3-6c <i>R8</i> y 3-6d zoom en falla de <i>R8</i>	25
3-7	Fasores de potencia normalizados medidos en el punto <i>R5</i> , para diferentes valores de <i>k</i> y diferentes condiciones de inyección de potencia: $P = 1, Q = 0$ 3-7a , $P = 0,5, Q = 0,5$ 3-7b y $P = -1, Q = 0$ 3-7c	26
3-8	Fasores de potencia normalizados medidos en el punto <i>R8</i> , para diferentes valores de <i>k</i> y diferentes condiciones de inyección de potencia: $P = 1, Q = 0$ 3-8a , $P = 0,5, Q = 0,5$ 3-8b y $P = -1, Q = 0$ 3-8c	26
3-9	Perfiles de tensión en los puntos: 3-9a <i>R4</i> , 3-9b <i>R5</i> y 3-9c <i>R8</i> y 3-9d zoom en falla de <i>R8</i>	27
3-10	Fasores de potencia normalizados medidos en el punto <i>R5</i> , para diferentes valores de <i>k</i> y diferentes condiciones de inyección de potencia: $P = 1, Q = 0$ 3-10a , $P = 0,5, Q = 0,5$ 3-10b y $P = -1, Q = 0$ 3-10c	28
3-11	Fasores de potencia normalizados medidos en el punto <i>R8</i> , para diferentes valores de <i>k</i> y diferentes condiciones de inyección de potencia: $P = 1, Q = 0$ 3-11a , $P = 0,5, Q = 0,5$ 3-11b y $P = -1, Q = 0$ 3-11c	28

4-1	Diagrama de bloque general del esquema de protección propuesto.	31
4-2	Red de dos buses ejemplificando la topología de sobrecorriente direccional y la clasificación por agentes.	31
4-3	Algoritmo propuesto para detección de condiciones de falla	32
4-4	Algoritmo de coordinación local para agentes tipo carga y generador.	37
4-5	Algoritmo de coordinación local para agente tipo línea.	38
4-6	Algoritmo para la generación de señales de bloqueo en el agente de línea. . .	39
5-1	Red de prueba con los escenarios de falla estudiados.	42
5-2	Diagrama esquemático del montaje experimental para simulaciones en tiempo-real propuesto.	48
5-3	Esquema lógico para operación adaptativa programada en el Relé Siprotec 5.	50
5-4	Montaje completo para simulaciones en tiempo-real.	50
5-5	Esquema de simulación completo para las pruebas de <i>Hardware-in-the-Loop</i> .	51
5-6	Flujos de corriente representativos y definición de equipos primarios y de respaldo para el caso de falla 1 en el primer escenario 5-6a y el segundo escenario 5-6b	52
5-7	Flujos de corriente representativos y definición de equipos primarios y de respaldo para el caso de falla 3 en el primer escenario 5-7a y el segundo escenario 5-7b	53
5-8	Ejemplo de diagrama de eventos/tiempo para el segundo escenario de falla en el caso F3, definiendo el equipo emulado como equipo primario.	54

Lista de tablas

1-1	Comparación de funciones de protección.	8
2-1	Variables de polarización para esquemas base de direccionalidad	15
3-1	Escenarios de falla y condiciones de inyección de potencia analizados.	22
5-1	Tiempos de operación del sistema de protecciones utilizando el principio de coordinación tradicional.	43
5-2	Orden de operación para los equipos de protección, en todos los escenarios y casos analizados.	44
5-3	Tiempos de operación del sistema de protecciones calculados para el segundo esquema de protección.	45
5-4	Tiempos de operación del sistema de protecciones utilizando el esquema de protección propuesto	45
5-5	Parámetros definidos para los algoritmos del esquema de protecciones propuesto.	49
5-6	Tiempos de operación del sistema de protecciones para los escenarios de falla 1 y 2.	54

Contenido

Agradecimientos	VII
Resumen	VIII
Abstract	IX
Lista de figuras	XI
Lista de tablas	XIII
1 Introducción	1
1.1 Motivación de la investigación	1
1.2 Revisión de literatura	2
1.2.1 Comportamiento en falla de fuentes de generación basadas en inversores	3
1.2.2 Protección de sistemas eléctricos con penetración de fuentes de generación basadas en inversores	5
1.2.3 Discusión	7
1.3 Objetivos	9
1.3.1 Objetivo general	9
1.3.2 Objetivos específicos	9
1.3.3 Cumplimiento de objetivos	9
1.4 Estructura del documento	10
2 Marco conceptual	11
2.1 Modelos en falla de fuentes de generación basadas en inversores con soporte de tensión	11
2.2 Conceptos de protección de sistemas de potencia	13
2.2.1 Coordinación de protecciones	13
2.2.2 Funciones de direccionalidad	14
2.2.3 Subestaciones digitales	15
2.3 Optimización distribuida en grafos	16
2.3.1 Teoría de grafos	16
2.3.2 Método de multiplicadores de dirección alternante (ADMM)	17

3	Respuesta en falla de fuentes de generación basadas en inversores	19
3.1	Introducción	19
3.2	Red de prueba y modelo de microrred AC de baja potencia	19
3.3	Comportamiento en falla y análisis de sensibilidad	21
3.3.1	Primer escenario de falla - Caso 1	22
3.3.2	Segundo escenario de falla - Caso 2	24
3.3.3	Tercer escenario de falla - Caso 3	26
3.3.4	Discusión	27
3.4	Conclusiones	29
4	Estrategia de protección propuesta	30
4.1	Introducción	30
4.2	Descripción de funcionamiento	30
4.2.1	Algoritmo de detección y estimación de dirección de falla	31
4.2.2	Algoritmo de coordinación local	33
4.2.3	Algoritmo de coordinación local	37
4.3	Conclusiones	40
5	Validación de la estrategia de protección propuesta	41
5.1	Introducción	41
5.2	Metodología de evaluación	41
5.2.1	Casos de estudio	41
5.3	Simulaciones <i>offline</i>	42
5.3.1	Resultados de simulación	43
5.3.2	Discusión de resultados	46
5.4	Simulaciones en tiempo-real	47
5.4.1	Configuración experimental para simulaciones en tiempo-real	47
5.4.2	Resultados de simulación en tiempo-real	51
5.5	Conclusiones	54
6	Conclusiones y Trabajo Futuro	56
6.1	Conclusiones	56
6.1.1	Contribuciones	57
6.2	Trabajo futuro	58
	Bibliografía	59

1 Introducción

En este capítulo se presentan la motivación y objetivos que rigen el desarrollo de la presente investigación. Adicionalmente, se exponen antecedentes clave que delimitan el alcance, enfocados en el comportamiento en falla de fuentes de generación basadas en inversores y algoritmos de protección para sistemas de distribución con penetración de fuentes de generación basadas en inversores. Finalmente, se presenta la estructura del documento.

1.1. Motivación de la investigación

El creciente interés en formas de generación alternativas y renovables ha conducido al aumento en la penetración de generación distribuida dentro de los sistemas eléctricos de transmisión y distribución. Además, la reducción exponencial de los costos de inversión para el desarrollo de proyectos de pequeña escala, como generadores fotovoltaicos, ha impulsado la aparición de microrredes. Estas nuevas topologías no solo presentan beneficios económicos para los usuarios de los sistemas eléctricos, sino que también posibilitan el uso de tecnologías para abordar problemáticas sociales, como la mejora de la confiabilidad de los sistemas eléctricos en zonas no interconectadas y con intermitencias en el servicio, como sucede en Colombia.

El aumento en la penetración de formas de generación distribuida dentro de los sistemas eléctricos trae consigo desafíos técnicos que resultan críticos en escenarios de alta penetración de estas tecnologías [1, 2]. Uno de los principales retos que se presenta está asociado con la modificación de los comportamientos en falla, requiriendo nuevos esquemas de protección que respondan a las necesidades de estos sistemas [3]. De forma específica, los principales retos de los sistemas de protección para sistemas de distribución con alta penetración de fuentes de generación basadas en inversores están dados por:

- Aparición de flujos bidireccionales en niveles de distribución: la topología radial, en la que los centros de demanda presentan un comportamiento pasivo, se ve modificada debido a la instalación de fuentes de generación de pequeña escala, permitiendo la exportación de potencia hacia el sistema de distribución [3, 4, 5].
- Variabilidad de las corrientes de cortocircuito: al considerar la penetración de generación distribuida, especialmente con microrredes, se presentan escenarios en los que se modifica la topología del sistema de manera planeada, por ejemplo, la separación de

una microrred, lo que resulta en la modificación de los flujos de potencia y un cambio drástico en los niveles de corriente de cortocircuito [4, 6].

- Aparición de fuentes de generación basadas en inversores (IBR por sus siglas en ingles): al considerar el uso de semiconductores como elemento clave, estos equipos presentan un límite térmico reducido, tolerando corrientes de falla de entre 1.1 y 2 veces la corriente nominal de operación en intervalos cortos de tiempo [7]. Para garantizar la seguridad de los equipos, las topologías de controladores implementan elementos limitadores de corriente, los cuales modifican y condicionan el comportamiento en caso de falla de estos equipos.
- Comportamiento en escenarios de falla variable y no estandarizado de los IBRs: el uso de limitadores de corriente conlleva a la aparición de múltiples estrategias de control para definir el comportamiento en caso de falla de las unidades de generación, presentando comportamientos no lineales y variables dependientes del vendedor y el tipo de fuente de generación [8].
- La definición de normativas que buscan mejorar la estabilidad de tensión, por ejemplo la IEEE 1547-2018 [9] ó la resolución CREG 060 - 2019 [10] modifican el comportamiento esperado de fuentes de generación distribuidas, definiendo características de “Low Voltage Ride Throught (LVRT)” y “High Voltage Ride Throught (HVRT)”.

Con base en los retos presentados, múltiples estrategias y algoritmos de protección han sido propuestos en literatura enfocados en restaurar la sensibilidad de los sistemas de protección para redes con penetración de fuentes de generación basadas en inversores. Sin embargo, a causa del aumento de la complejidad de los esquemas, funciones y algoritmos de protección propuestos, estas aproximaciones requieren de actualizaciones considerables de los equipos de protección y cambios en la infraestructura. Adicionalmente, dentro de los estudios presentados, el comportamiento de “LVRT” es relegado a un segundo plano dentro de los análisis de protección, a pesar de que su característica posibilita obtener sistemas selectivos, siempre y cuando se cuente con un sistema de protecciones veloz, permitiendo incrementar la confiabilidad de los sistemas eléctricos a causa de la integración de fuentes de generación basadas en inversores.

1.2. Revisión de literatura

Considerando lo introducido en la sección anterior, los mayores retos en protección están asociados a las características de la respuesta en escenarios de falla de los IBRs y su impacto sobre los esquemas y algoritmos de protección típicamente usados. Con esto en mente, en la primera parte de la revisión de literatura son sintetizados documentos relevantes asociados

al análisis y modelado del comportamiento en falla de este tipo de generación; mientras la segunda parte presenta algoritmos y estrategias de protección propuestas para redes con penetración de fuentes de generación basadas en inversores.

1.2.1. Comportamiento en falla de fuentes de generación basadas en inversores

Como su nombre indica, las fuentes de generación basadas en inversores se definen por el uso de inversores de acople como medio para interconectar fuentes y almacenamiento de naturaleza DC o de frecuencia variable a un sistema eléctrico tradicional AC. Entre las características principales que condicionan y definen el comportamiento en falla de estas fuentes de generación se encuentra el esquema de control utilizado [8, 11].

Actualmente, en el mercado se utilizan principalmente dos esquemas de control: los inversores seguidores de red y los inversores formadores de red. Como se ejemplifica en la imagen 1-1, la principal diferencia que se presenta entre los dos tipos de IBRs está dada por el objetivo principal del controlador. Los seguidores de red siguen la referencia de tensión del punto de conexión, regulando las inyecciones de potencia, mientras que los formadores de red cuentan con la capacidad de generar una referencia de tensión, permitiendo operaciones aisladas de la red. Dentro de ambas tipologías se proponen diversos algoritmos de control que buscan responder a problemáticas técnicas [12] que salen del alcance de esta investigación. Sin embargo, al considerar el comportamiento en falla, todos los controladores requieren de un bloque de saturación que limite las corrientes de aporte y garantice la operación segura de estos equipos [12].

Los esquemas limitadores de corriente a su vez presentan dos aproximaciones: limitadores de corriente basados en control de corriente y limitadores basados en control de tensión [7]. Actualmente, tanto para formadores como para seguidores de red, se utilizan limitadores basados en control de corriente, debido a la inmadurez tecnológica e implementación de los limitadores basados en control de tensión [13]. Como se presenta en [12], los limitadores basados en corriente se enfocan típicamente en recortar las referencias de corriente o establecer formas de onda predefinidas, garantizando la seguridad de operación de los inversores, pero perdiendo su capacidad de control de tensión (operación como fuentes controladas de corriente).

Debido a la alta controlabilidad de los inversores, el recorte de las referencias de corriente puede abordarse e implementarse de diferentes maneras [14]. Una de las aproximaciones típicamente utilizadas se ejemplifica en [11], donde, siguiendo los requisitos de LVRT definidos en el estándar IEEE 1547-2018, se establece una inyección de reactivos de secuencia positiva, buscando brindar soporte de tensión al sistema. Además, en [15], se analizan dos implementaciones de los requisitos de LVRT que modifican la parametrización interna de

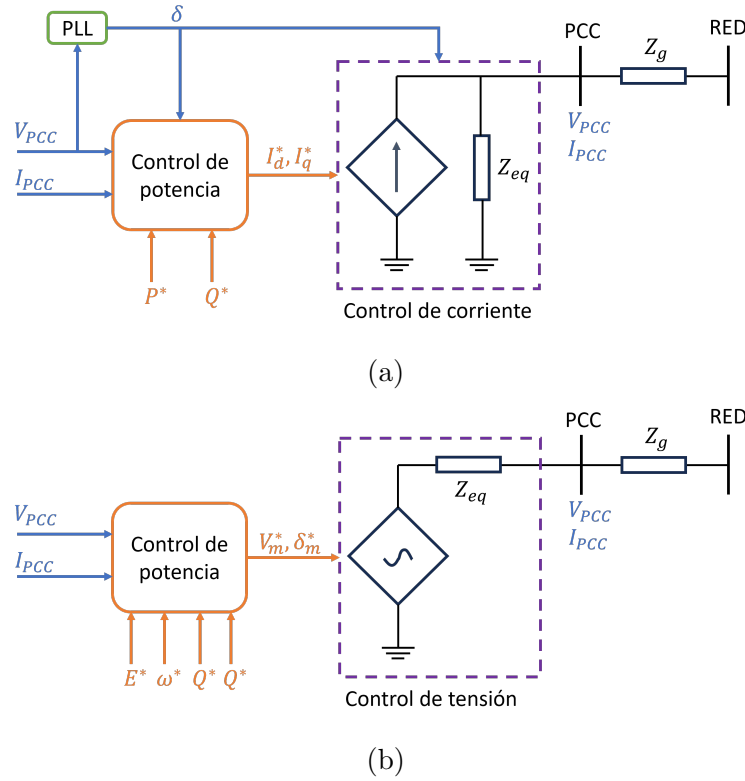


Figura 1-1: Equivalentes de funcionamiento para: **1-1a** inversores seguidores de red e **1-1b** inversores formadores de red.

los limitadores, evidenciando la alta dependencia de los controladores sobre la respuesta en falla. En [11], se define un esquema de limitación en el que no solo se presenta control de inyecciones de secuencia positiva, sino que también se analizan y proponen esquemas de inyección de secuencia negativa, mediante los cuales se busca responder ante eventos de fallas desbalanceadas de manera controlada y predefinida.

Considerando la variabilidad que caracteriza la respuesta en falla de los IBRs, se han presentado diversos estudios que buscan modelar este comportamiento en redes de secuencia. En [13, 14, 16, 17], se analiza la respuesta de fuentes de generación basadas en inversores ante diferentes escenarios de falla (fallas asimétricas y simétricas), evidenciando un comportamiento variable atribuido a la modificación de la impedancia equivalente del inversor y causado por la limitación de corriente. Además, se concluye en los estudios que se presentan dos equivalentes en redes de secuencia de los IBRs, dependientes de la severidad de la falla y la activación o no de los esquemas de limitación. Asimismo, en [18], se analizan los efectos directos de la variabilidad de la respuesta en falla de los IBRs sobre los esquemas tradicionales de protección, resultando en la pérdida de sensibilidad de los esquemas, causada por las variaciones en las impedancias equivalentes de los inversores.

1.2.2. Protección de sistemas eléctricos con penetración de fuentes de generación basadas en inversores

Considerando los retos y efectos sintetizados anteriormente, nuevos esquemas y algoritmos son necesarios para garantizar los objetivos primordiales de los sistemas de protección: la confiabilidad, selectividad, velocidad y simplicidad de la operación [19, 20]. A continuación, son presentadas algunas propuestas relevantes al desarrollo de la presente investigación.

Como es presentado en [21, 22, 23], los efectos causados sobre la detección de condiciones de falla están asociados a la pérdida de sensibilidad de las funciones de protección. Por lo anterior, modificaciones sobre las funciones de protección usadas tradicionalmente son propuestas. Por ejemplo, en [22] son analizadas y evaluadas funciones no estándares de sobrecorriente, demostrando la pérdida de sensibilidad de las funciones tradicionales y presentando mejoras en la velocidad de los sistemas de protección. Asimismo, en [23] es presentada una función que combina funciones no estándares de sobrecorriente con restricciones de tensión, obteniendo un sistema de protecciones de alta velocidad (tiempos de operación primaria del orden de 50 - 70 ms) que al tomar en cuenta tanto las variaciones de corriente como de tensión, mejora la confiabilidad de los sistemas de protección. Por otro lado, tomando en cuenta el desarrollo alrededor de los algoritmos de aprendizaje de máquina, en [24, 25, 26] son presentados sistemas de protección que usando herramientas de clasificación y agrupamiento óptimo, permiten la definición de algoritmos de localización y detección de condiciones de falla confiables, en función de la calidad de información histórica o precisión de los modelos disponibles. Desde otra perspectiva, en [27, 28] son propuestos esquemas de detección de condiciones de falla basados en esquemas de tele-protección, los cuales usan comunicaciones activas entre los equipos que conforman los sistemas de protección, permitiendo operaciones rápidas y selectivas.

Considerando la variabilidad de los niveles de corriente de falla, producto de las modificaciones topológicas y comportamiento estocástico de los recursos energéticos, son propuestos los esquemas de protección adaptativos. Como se presenta en [29], los esquemas adaptativos son sistemas dinámicos de protección, en los que se actualiza la parametrización de los equipos acorde a los requerimientos del sistema, garantizando una operación óptima. Para lograr la característica de adaptabilidad, en la literatura se proponen esquemas con o sin comunicaciones. Por ejemplo, los esquemas jerárquicos son propuestos en [30, 31, 32] como esquemas con comunicación, en los cuales usando una definición de agentes, el monitoreo continuo de las condiciones de operación del sistema y la comunicación activa entre múltiples equipos del sistema, es establecido el ajuste óptimo de operación de los equipos de protección, permitiendo que el sistema de protecciones responda a las modificaciones del sistema de distribución. Dentro de estos esquemas con comunicación, son a su vez propuestos esquemas centralizados [27, 33] y descentralizados [28, 31]. Como se presenta en la imagen **1-2**, la principal dife-

rencia de estos esquemas está dada por que en los esquemas descentralizados, la tarea de decisión y cálculo de parámetros óptimos es desarrollada por múltiples agentes maestros, que comunicándose entre si, controlan los equipos dentro de su zona definida; mientras que en los esquemas centralizados, un único agente calcula y transmite los parámetros y decisiones de actuación a todos los equipos de protección dentro del sistema.

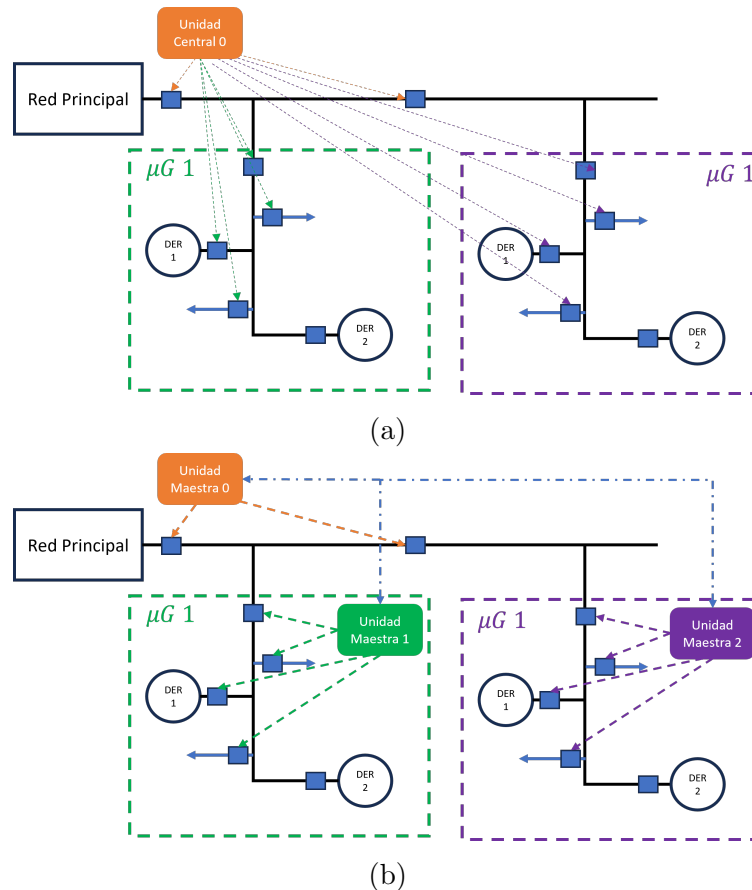


Figura 1-2: Esquemas de protección basados en comunicaciones: **1-2a** Centralizado y **1-2b** descentralizado.

Por otro lado, como ejemplo de los esquemas sin comunicación, en [34, 35] son propuestos algoritmos que permiten seleccionar el ajuste de los equipos de protección a partir de mediciones locales, usando redes neuronales y estrategias de clasificación. Asimismo, en [36] es propuesto un esquema que, utilizando la controlabilidad de la respuesta de los inversores, define una inyección de corrientes armónicas específicas a cada una de las unidades de generación basadas en inversores. Conociendo la estampa característica y haciendo uso de sus mediciones locales, cada equipo de protección puede definir su tipo de operación, acorde con los ajustes pre-definidos.

1.2.3. Discusión

Durante los últimos años, múltiples esfuerzos se han desarrollado para afrontar los retos y requerimientos asociados al incremento de la penetración de fuentes de generación basadas en inversores, dados principalmente por el comportamiento en falla de estas fuentes de generación. Al considerar este comportamiento, la principal conclusión obtenida es que el comportamiento en falla es definido por las estrategias de control programadas sobre los inversores, principalmente por los algoritmos de limitación de corriente, afectando la sensibilidad de las funciones de protección y, por consiguiente, la correcta operación.

Tomando en cuenta que actualmente las estrategias de limitación se centran en el control de las referencias de corriente, enfocadas en garantizar el soporte de tensión siguiendo las características de LVRT y HVRT, se han propuestos modelos en redes de secuencia evidenciando el efecto de los controladores sobre la respuesta en falla de los inversores. Específicamente, la respuesta en falla de los inversores es representada por impedancias equivalentes variables y dependientes de la activación de los limitadores.

Asociado a la protección de estos sistemas, diferentes esfuerzos han sido a su vez desarrollados, pero aún es un tema abierto de investigación debido a que los esquemas propuestos presentan algunas barreras de implementación, como la necesidad de nuevas unidades de protección con altas capacidades de cómputo, modificaciones considerables de la infraestructura de los sistemas de protección o datos y modelos precisos de los comportamientos en falla del sistema. Las características relevantes de algunos de los esquemas propuestos para la protección de sistemas con penetración de fuentes de generación basadas en inversores y su integración en microrredes son resumidas en la Tabla **1-1**.

Al considerar las ventajas y desventajas entre las diferentes estrategias propuestas, los esquemas basados en comunicación siguen las tendencias actuales de digitalización de los sistemas, permitiendo sistemas selectivos, confiables y veloces, pero requiriendo altos costos de implementación debido a la necesidad de sistemas complejos de comunicación y de mayores capacidades de cómputo. En este contexto, la presente tesis busca proponer un esquema adaptativo de protecciones simple y eficaz, reduciendo los enlaces de comunicación entre equipos y enfocado en dotar a los equipos de protección disponibles en el mercado de la característica de adaptabilidad; pensando en sistemas de distribución en estado de expansión, que deben acoplarse a las tecnologías disponibles actualmente y aprovechando los tiempos de soporte de tensión dados por las características de LVRT.

Esquema de protección	Referencias	Ventajas	Desventajas
Basados en sobrecorriente no estándar	[22, 23]	Esquemas simples de fácil implementación. Permiten la coordinación con equipos actuales usados en los sistemas de protección. Permiten mejorar la sensibilidad frente a las funciones tradicionales. Basados en mediciones locales.	Esquemas con operación lenta.
Basados en funciones diferenciales	[37, 38], [39, 40]	Esquemas de alta velocidad. Funcionamiento selectivo dentro de la zona definida a proteger por el esquema. Permiten identificar diversas condiciones de falla complejas, como fallas de alta impedancia (HIF), fallas desbalanceadas.	No permiten coordinación entre zonas de protección. Requieren esquemas de respaldo a su función principal para permitir la actuación selectiva. Requieren de equipos con altas capacidades de computo Requieren de infraestructura de comunicaciones
Basados en comunicaciones y esquemas multiagentes	[27, 28] [30, 31] [32, 33]	Esquemas selectivos y de alta velocidad. Permiten definir adaptaciones online, modificando el sistema de protecciones acorde a las modificaciones del sistema de potencia. Operación segura al depender de múltiples agentes. Escalables, permitiendo responder a sistemas de distribución en expansión	Requieren infraestructura de comunicaciones. Esquemas complejos de implementación. Sensibles a ciber-ataques Requieren de equipos con altas capacidades de computo
Basados en aprendizaje de máquina y técnicas de clasificación	[24, 26], [34, 35], [41]	Esquemas selectivos. Permiten mejorar el desempeño de los equipos actuales al desarrollar ajuste de parámetros óptimos. Parametrización de equipos <i>offline</i> . Basados únicamente en mediciones locales. Permiten identificar diversas condiciones de falla.	Requieren múltiples recálculos ante cualquier expansión del sistema de distribución. Su seguridad de operación depende de la calidad de datos disponibles sobre el comportamiento en falla del sistema.
Modificación de inyecciones en falla de IBRs	[36, 42]	Definen una forma de operación pre-definida, facilitando el modelado en falla y el acople con el esquema de protecciones. Mejoran la sensibilidad de los esquemas de protección.	No estandarizados. Pueden afectar la estabilidad de pequeña señal de los sistemas de potencia.

Tabla 1-1: Comparación de funciones de protección.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Proponer una estrategia de protección para microrredes interconectadas AC, de baja potencia y con alta penetración de fuentes de generación basadas en inversores.

1.3.2. Objetivos específicos

1. Modelar el comportamiento en falla de una microrred interconectada AC de baja potencia, considerando los efectos propios de la dinámica marcada por las fuentes de generación basadas en inversores (IBRs) y sus algoritmos de control, bajo diferentes escenarios de falla.
2. Diseñar una estrategia adaptativa de protección acorde a las necesidades y características de la red de distribución modelada.
3. Evaluar el desempeño de la estrategia de protección propuesta haciendo uso de simulaciones en “tiempo-real” y del concepto de “Hardware in the loop”(HIL).

1.3.3. Cumplimiento de objetivos

El desarrollo del primer objetivo específico es presentado en el capítulo 3, donde se simula un modelo equivalente para el comportamiento de fuentes de generación basadas en inversores en situaciones de falla. Utilizando este modelo y una red de prueba simulada, se realiza un análisis de sensibilidad sobre los parámetros de los limitadores de corriente, evaluando su impacto en las funciones de protección

Para el cumplimiento del segundo objetivo específico, el capítulo 4 presenta la estrategia de protecciones propuesta. La estrategia se basa en el uso de principios de coordinación distribuida, introducidos por el autor en la publicación realizada en el IEEE PowerTech 2023 [43].

El tercer objetivo se aborda en el capítulo 5, a través de un análisis comparativo. La evaluación de desempeño se realiza en dos fases: inicialmente, se lleva a cabo un análisis comparativo entre un esquema de coordinación tradicional y dos variantes del algoritmo de protecciones propuesto, mediante simulaciones *offline*, tal como se describe en el capítulo 4. Posteriormente, se evalúa el desempeño de la estrategia de protecciones mediante un montaje experimental para simulaciones en tiempo real, emulando los algoritmos y la interacción entre los equipos. Los resultados y la metodología utilizada fueron presentados por el autor en una publicación actualmente en evaluación en *IEEE Transactions on Power Delivery* [44].

Finalmente, con el cumplimiento de los tres objetivos específicos planteados, se completa en su totalidad el objetivo general.

1.4. Estructura del documento

Los capítulos siguientes de la tesis se organizan de la siguiente manera: El segundo capítulo presenta conceptos teóricos, bases para el planteamiento de controladores y limitadores de corriente de fuentes de generación basadas en inversores, así como la formulación de los problemas de coordinación de protecciones.

El tercer capítulo introduce el modelo de simulación específico para caracterizar el comportamiento en falla de las fuentes de generación basadas en inversores, incluyendo resultados de simulación comparativos que permiten determinar las características clave para la formulación de un esquema de protecciones.

El cuarto capítulo describe y formula el esquema de protecciones adaptativo propuesto, presentando los algoritmos de detección y direccionamiento de condiciones de falla y el algoritmo de optimización basado en el concepto de coordinación distribuida multi-agente.

El quinto capítulo presenta las validaciones del esquema de protecciones propuesto a partir del análisis comparativo entre los resultados obtenidos de simulaciones *offline* y en tiempo-real. Finalmente, se presentan las conclusiones, aportes clave de la tesis y posibles líneas de trabajo futuro.

2 Marco conceptual

Este capítulo introduce el marco conceptual preliminar de la investigación. Inicialmente, la sección 2.1 detalla los modelos matemáticos de un limitador de control de corriente, acorde a las características de soporte de tensión de inversores comerciales actuales. Posteriormente, la sección 2.2 describe el problema tradicional de coordinación en estrategias y esquemas de protección, según la literatura, e incluye los conceptos de funciones de direccionalidad y aspectos básicos del estándar IEC 61850. Finalmente, la sección 2.3 aborda los conceptos principales de optimización distribuida y teoría de grafos.

2.1. Modelos en falla de fuentes de generación basadas en inversores con soporte de tensión

Como se presentó en secciones anteriores, el comportamiento en falla de las fuentes de generación basadas en inversores es definido principalmente por los algoritmos de limitación presentes en los esquemas de control de los inversores. Estos esquemas de control se fundamentan en el uso de la transformada de park [45], controlando las referencias de tensión y corriente en referencias rotativas síncronas [46]. Un esquema de control típico, como el modo de fuente de tensión con control en cascada, se ilustra en la Figura 2-1. Este esquema desarrolla la limitación sobre las referencias de corriente en los ejes directo y de cuadratura, con el objetivo de evitar inyecciones armónicas que puedan causar efectos adversos en la calidad de la potencia, como distorsiones en las ondas [12].

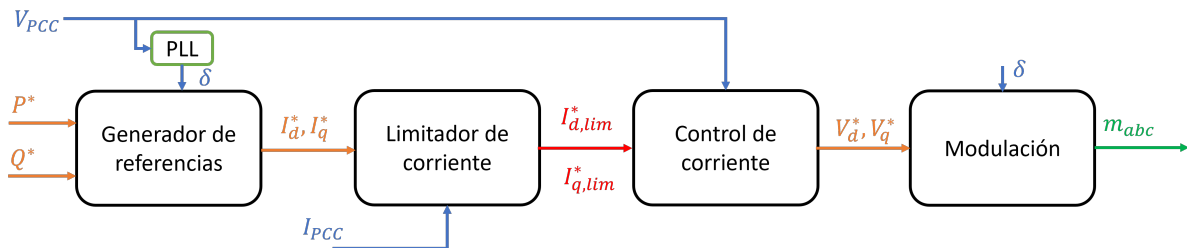


Figura 2-1: Diagrama de bloques de control de tensión típico con limitador de corriente.

De forma simplificada, como es presentado en [47], el funcionamiento de los inversores puede ser modelado a partir del control de potencia inyectada o consumida y definida por (2-1) y (2-2).

$$P = i_d \cdot v_d + i_q \cdot v_q \quad (2-1)$$

$$Q = i_d \cdot v_q - i_q \cdot v_d \quad (2-2)$$

Donde v_d , v_q , i_d e i_q son los valores de tensión y corriente medidos en el punto de acople común en su representación en referencias rotativas síncronas y P y Q son los valores de potencia activa y reactiva. Con base en las ecuaciones (2-1) y (2-2), el valor de corrientes de referencia de inyección es calculado siguiendo (2-3).

$$\begin{bmatrix} i_d^{ref} \\ i_q^{ref} \end{bmatrix} = \frac{1}{v_d^2 + v_q^2} \begin{bmatrix} v_d & v_q \\ v_q & -v_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_r \\ Q_r \end{bmatrix} \quad (2-3)$$

Donde, i_d^{ref} e i_q^{ref} corresponden a las corrientes de eje directo y de cuadratura de referencia y P_r y Q_r son las referencias deseadas de potencia activa y reactiva. A partir de las referencias de corriente, un bloque de compensación, considerando el efecto de los filtros de acople, permite definir los valores de tensión de referencia usados para la modulación y activación de los semiconductores en el inversor.

Adicionalmente, el modelo presentado en [47] incluye un limitador compuesto de dos partes: la modificación de las potencias de referencia para garantizar soporte de tensión y el saturador de las referencias de corriente calculadas. El soporte de tensión se rige por las ecuaciones (2-4) y (2-5). Dentro de estas, las referencias de potencia de inyección del inversor se modifican en función de la severidad del evento de tensión.

$$Q_r = \begin{cases} Q_r & \text{si } v > 0,85 \\ k * I_{lim} & \text{si } v \leq 0,5 \\ (-a \cdot v + b) \cdot I_{lim} & \text{si } 0,5 < v \leq 0,85 \end{cases} \quad (2-4)$$

$$P_r = \begin{cases} P_r & \text{si } v \geq 0,85 \\ \sqrt{I_{lim}^2 - Q_r^2} & \text{si } v < 0,85, \end{cases} \quad (2-5)$$

Donde v corresponde al valor de tensión máximo medido en p.u, I_{lim} es la corriente de cortocircuito máxima tolerable por el inversor, Q_r y P_r son las potencias reactiva y activa de referencia, k es un factor que determina el porcentaje de priorización de inyección de corriente reactiva en eventos críticos y a , b corresponden a factores de forma que permiten controlar la inyección de potencia reactiva en función de la profundidad del evento de tensión para escenarios de criticidad media.

La modificación de las referencias de potencia activa y reactiva en escenarios de falla implica cambios en las referencias de corriente calculadas mediante (2-3). No obstante, es crucial asegurar que se respeten los límites máximos de corriente de cortocircuito del inversor. Con este objetivo, se define una función adicional de recorte o saturación, conforme a lo establecido en las ecuaciones (2-6) y (2-7).

$$i_q^{lim} = \begin{cases} i_q^{ref} & \text{si } i_q^{ref} < I_{lim} \\ k \cdot I_{lim} & \text{si } i_q^{ref} \geq I_{lim} \end{cases} \quad (2-6)$$

$$i_d^{lim} = \sqrt{I_{lim}^2 - (i_q^{lim})^2} \quad (2-7)$$

2.2. Conceptos de protección de sistemas de potencia

2.2.1. Coordinación de protecciones

La coordinación de protecciones se refiere a análisis diseñados para garantizar operaciones ordenadas dentro de los sistemas de protección, asegurando rutas adecuadas entre los puntos de falla y las fuentes de generación. Esto minimiza las afectaciones del servicio al aislar solamente las secciones del sistema cercanas al punto de falla, siguiendo el principio de selectividad [19, 20].

Los análisis de coordinación buscan definir los tiempos de operación de cada dispositivo de protección en relación con el punto de falla y su función como equipo primario o de respaldo, enfatizando la necesidad de respuestas rápidas. Este análisis es típicamente realizado para funciones de sobrecorriente, a través del problema de optimización presentado en las ecuaciones (2-8) y (2-9) [48].

$$\text{mín } F_o = \sum_{f=1}^{N_f} \sum_{\forall (i,j) \in P} (t_{i,f} + t_{j,f}) , \quad (2-8)$$

$$s.a \ t_{j,f} - t_{i,f} \geq CTI , \quad (2-9)$$

Donde F_o corresponde al tiempo total de operación del sistema de protección para cada uno de los escenarios de falla evaluados f ; $t_{i,f}$ y $t_{j,f}$ corresponden a los tiempos de actuación de los equipos primarios i y de respaldo j , en el escenario de falla f ; P corresponde al conjunto que define la relación entre el equipo primario y el equipo de respaldo en cada uno de los escenarios de falla analizados; N_F corresponde al número de escenarios de falla evaluados; y CTI corresponde al intervalo de tiempo de coordinación definido [48].

Funciones de tiempos de operación

Las características del problema de coordinación están definidas por la función de tiempo de operación utilizadas, las cuales, acorde con las variables medidas localmente y con la forma de las funciones de operación, permiten calcular los tiempos de operación de cada equipo de protección. Dentro de los ejemplos tradicionales usados de funciones de operación de tiempo se presentan las funciones de sobrecorriente de tiempo inversas [22] o funciones modificadas como la introducida en [23] y presentada en (2-10).

$$t_{op} = TD \left(\frac{k1}{\left(\frac{I_m}{I_p}\right)^{k2} - 1} \right) \left(\frac{k3}{1 - \left(\frac{V_m}{V_p}\right)^{k4}} \right) \quad (2-10)$$

Estas ecuaciones permiten modificar las formas de operación a partir de la definición de los parámetros de forma ($k1$, $k2$, $k3$, $k4$) y la optimización de las operaciones entre los equipos a partir de la formulación de problemas lineales que consideran únicamente como variable el valor del parámetro TD (denominado dial de tiempo), o no lineales al optimizar con respecto a TD y los valores de tensión de arranque V_p y corriente de arranque I_p .

2.2.2. Funciones de direccionalidad

Las funciones de direccionalidad se enfocan en estimar la posición relativa de los puntos de falla referentes a un equipo de protección, clasificándolas como fallas adelante o atrás [20]. El principio de funcionamiento se centra en el uso de las cantidades fasoriales medidas localmente por los equipos, siendo calculada la dirección de falla a partir del desfase angular entre tensiones (cantidad polarizante) y corrientes (cantidad de operación), siguiendo las ecuaciones de torque presentadas en (2-11) [49].

$$T_x = |V_{pol,x}| \cdot |I_x| \cdot \cos(\angle V_{pol,x} - \angle I_x) \quad (2-11)$$

Donde, x corresponde a la fase analizada (A , B , C), T es el torque calculado entre los fasores de tensión de polarización por fase $V_{pol,x}$ y las corrientes de operación por fase I_x . En los casos en el que el torque es positivo se considera una falla adelante, mientras que un torque negativo representa una falla atrás.

Dentro de las funciones de polarización, los esquemas base pueden ser auto-polarizados o con polarización cruzada, diferenciados a partir del uso de las tensiones de fase o de las tensiones de línea como cantidades de polarización, como se resume en la Tabla **2-1**.

A partir de los esquemas bases y considerando problemas de sensibilidad de los esquemas de direccionalidad, las mediciones fasoriales tradicionales han sido cambiadas por mediciones de

Tipo de polarización	Tensiones de polarización	Corriente de operación
Auto-polarizado	V_{An}	I_A
	V_{Bn}	I_B
	V_{Cn}	I_C
Polarización cruzada	V_{BC}	I_A
	V_{AC}	I_B
	V_{AB}	I_C

Tabla 2-1: Variables de polarización para esquemas base de direccionalidad

tensiones y corrientes en sus representaciones en redes de secuencias, usando principalmente las cantidades de secuencia positiva y negativa [49, 50].

Por otro lado, al considerar la caída de tensiones durante escenarios de falla, puede surgir una disminución en la confiabilidad de las mediciones de polarización en eventos críticos. Ante estos escenarios, se definen funciones de direccionalidad con memoria, que conservan mediciones de tensión previas a la falla para asegurar una correcta polarización de los elementos direccionales en eventos que dificultan las mediciones de tensión [21].

2.2.3. Subestaciones digitales

Siguiendo con la norma IEC 61850 [51, 52], las subestaciones digitales representan un enfoque del diseño y operación de las subestaciones de potencia orientado a la estandarización, incrementando la eficiencia y flexibilidad de los equipos y sistemas presentes en las subestaciones a partir de la digitalización de la información. La normativa establece un marco para la automatización de subestaciones eléctricas, abarcando la comunicación entre diversos equipos de protección, control, medida y monitoreo. Algunos de los conceptos clave son resumidos a continuación:

- Modelo de datos estándar: la IEC 61850 establece un modelo de datos estandarizado para la representación de la información de la subestación. Este modelo se basa en la estructura de objetos y atributos, facilitando el diseño y configuración de dispositivos.
- Bus de procesos: se refiere a la infraestructura de comunicaciones que conecta los equipos en una subestación digital, permitiendo el intercambio de información crítica de eventos y mediciones entre los diferentes equipos conectados.
- Protocolo *Generic Object Oriented Substation Events* (GOOSE): tiene como objetivo la transmisión rápida y confiable de eventos y señales de estado críticos de los equipos en la subestación, a partir del uso de mensajería multidifusión.

- Protocolo *Sampled Values* (SV): su objetivo se centra en la transmisión de señales analógicas, principalmente de mediciones digitalizadas de tensión y corriente, aumentando la precisión de funcionamiento de los equipos de medida, control y protección. Dentro de sus características principales se encuentra la sincronización de muestras, permitiendo mejorar la interpretabilidad de los eventos dentro de los sistemas eléctricos y el uso de esquemas de mensajería multidifusión.
- Protocolo de tiempo de precisión (PTP): define procedimientos y mensajes para lograr una sincronización precisa entre los diferentes dispositivos de un sistema por medio del estándar IEEE 1588, permitiendo una coordinación de eventos y procesos en aplicaciones críticas en el tiempo.

2.3. Optimización distribuida en grafos

La optimización distribuida hace referencia a esquemas de optimización descentralizados en los que a partir de las soluciones encontradas por múltiples agentes con base en su información local, se consigue un consenso entre estas soluciones, resultando en una solución óptima [53]. Estos tipos de esquemas de optimización se basan en redes de comunicación, permitiendo el intercambio de informaciones de consenso entre agentes. Uno de los principales elementos usados para la formulación de los problemas de optimización distribuida está asociado a las representaciones de las redes y sistemas por medio de los grafos. Los conceptos principales de esta teoría son resumidos a continuación.

2.3.1. Teoría de grafos

Los grafos hacen referencia a construcciones que permiten representar la relación entre múltiples objetos en diferentes instantes de tiempo, como lo son redes de comunicación, por medio de representaciones matriciales [53]. Al considerar redes dentro de las cuales sea de interés la dirección de intercambio de información, su representación en teoría de grafos es denominada grafo dirigido o diagrafo (\mathcal{D}).

Los diagrafos permiten representar las direcciones de intercambio de información entre múltiples agentes dentro de un vecindario (\mathcal{N}), es decir, entre los agentes que presentan interacciones o posibilidades de intercambio de información.

La representación matricial de los grafos se basa en las matrices de grado ($\Delta(\mathcal{D})$) y de adyacencia ($\mathcal{Y}(\mathcal{D})$). Por un lado, la matriz de grado corresponde a una matriz diagonal, cuyos elementos corresponden a la cantidad de conexiones de cada uno de los agentes. Por otro lado, la matriz de adyacencia representa las relaciones entre los agentes, evidenciando las

direcciones de intercambio de información.

Finalmente, el laplaciano ($\mathcal{L}(\mathcal{D})$) del diagrafo permite sintetizar la información asociada a las matrices de grado y adyacencia siguiendo la ecuación (2-12) [53].

$$\mathcal{L}(\mathcal{D}) = \Delta(\mathcal{D}) - \mathcal{Y}(\mathcal{D}) \quad (2-12)$$

2.3.2. Método de multiplicadores de dirección alternante (ADMM)

El método de multiplicadores de dirección alternante permite combinar la descomponibilidad del método del doble ascenso con las características de convergencia del método de multiplicadores de Lagrange [53, 54]. La principal característica del ADMM reside en la capacidad de distribuir la solución de un problema de optimización, a partir de la descomposición de las variables de decisión en múltiples subvariables, actualizando secuencialmente cada una de las sub-variables y logrando la minimización del problema de optimización. El ADMM se basa en la solución de problemas con la forma presentada en las ecuaciones (2-13) y (2-14).

$$\min_{y,z} f(y) + g(z), \quad (2-13)$$

$$s.a \ Ay + Bz = c, \quad (2-14)$$

Donde $x \in \mathbf{R}^n$ y $z \in \mathbf{R}^m$ corresponden a la separación de la variable principal objetivo, permitiendo definir funciones objetivos separables [54]. Adicionalmente, $A \in \mathbf{R}^{p \times n}$, $B \in \mathbf{R}^{p \times m}$ y $C \in \mathbf{R}^p$.

Considerando a convergencia del método, el ADMM está sujeto a que la función original, $F(x)$, debe cumplir los principios de separabilidad y descomponibilidad, permitiendo la definición de subvariables de decisión y se debe garantizar la convexidad y existencia de un punto factible de las funciones $f(y)$ y $g(z)$ obtenidas de la descomposición de la función original [53].

Como se mencionó anteriormente, la principal ventaja del ADMM reside en su capacidad para distribuir la solución de problemas de optimización complejos. A continuación, se describen las características principales asociadas a la formulación del ADMM en un contexto distribuido.

ADMM distribuido

Como se presenta en [53], diferentes métodos son propuestos para la formulación del algoritmo ADMM distribuido. Uno de estos corresponde al método coordinado paralelo, dentro del cual, un problema de optimización es dividido en subproblemas más pequeños. El principal

requerimiento está dado por que la función objetivo $F(x)$ cumpla los principios de separabilidad, permitiendo la formulación del problema de optimización como se presenta en (2-15) y (2-16).

$$\min_x F(x) = \sum_{i=1}^n f_i(x_i) , \quad (2-15)$$

$$s.a \ x \in X , \quad (2-16)$$

Donde, X corresponde al conjunto de subvariables de decisión de los subproblemas. Con base en la formulación anterior, el ADMM es reescrito como se presenta en (2-17) y (2-18) [53].

$$\min_x \sum_{i=1}^n f_i(x_i) - g(z) , \quad (2-17)$$

$$s.a \ x = z , \quad (2-18)$$

A partir de la representación presentada, la resolución del problema de optimización puede ser desarrollado por múltiples agentes usando estrategias de consenso.

3 Respuesta en falla de fuentes de generación basadas en inversores

3.1. Introducción

A partir de la discusión presentada en el capítulo 1, el principal elemento que modifica el comportamiento en falla de los sistemas eléctricos con penetración de generación distribuida es la respuesta en falla de las fuentes de generación, particularizadas para este análisis como las fuentes de generación basadas en inversores. Con base en lo anterior, a partir de simulaciones, este capítulo presenta un análisis de sensibilidad del modelo de falla descrito anteriormente en la sección 2.1, buscando adecuar la respuesta en falla de las fuentes de generación basadas en inversores modeladas, facilitando la tarea de protección al mejorar la sensibilidad de las funciones de direccionalidad (clave en el algoritmo de protecciones propuesto en este documento, descrito en el capítulo 4), pero sin perder la característica principal de soporte de tensión.

3.2. Red de prueba y modelo de microrred AC de baja potencia

Como es descrito en el capítulo 2, un modelo aproximado del comportamiento en falla de las fuentes de generación basadas en inversores, caracterizadas por brindar soporte de tensión, sigue las ecuaciones descritas en la sección 2.1. Dentro de este modelo, la respuesta en falla se divide en dos modos de operación dependientes de la severidad de la falla, es decir, de la profundidad del evento de tensión.

Durante fallas intermedias, definidas para el modelo escogido cuando $0,5 < v \leq 0,85$, el control de tensión, que permite el control preciso de inyección de potencia, logra mantenerse sin saturación, pero modifica las referencias de inyección de potencia, dándole prelación a la inyección de reactivos. Por otro lado, al presentarse condiciones críticas $v \leq 0,5$, el modo de operación del inversor se rige únicamente por el efecto del saturador, llevando su operación a una fuente de corriente controlada de inyección de reactivos de valor definido por $k * I_{lim}$. Como es presentado en [21, 15], al modificar la parametrización del saturador, en este caso regido por el valor k , es posible mejorar la respuesta de algunos esquemas de protecciones,

del filtro LCL de salida para generar las referencias de tensión. Finalmente, estas referencias de tensión se transforman para la generación de señales sinusoidales por fase.

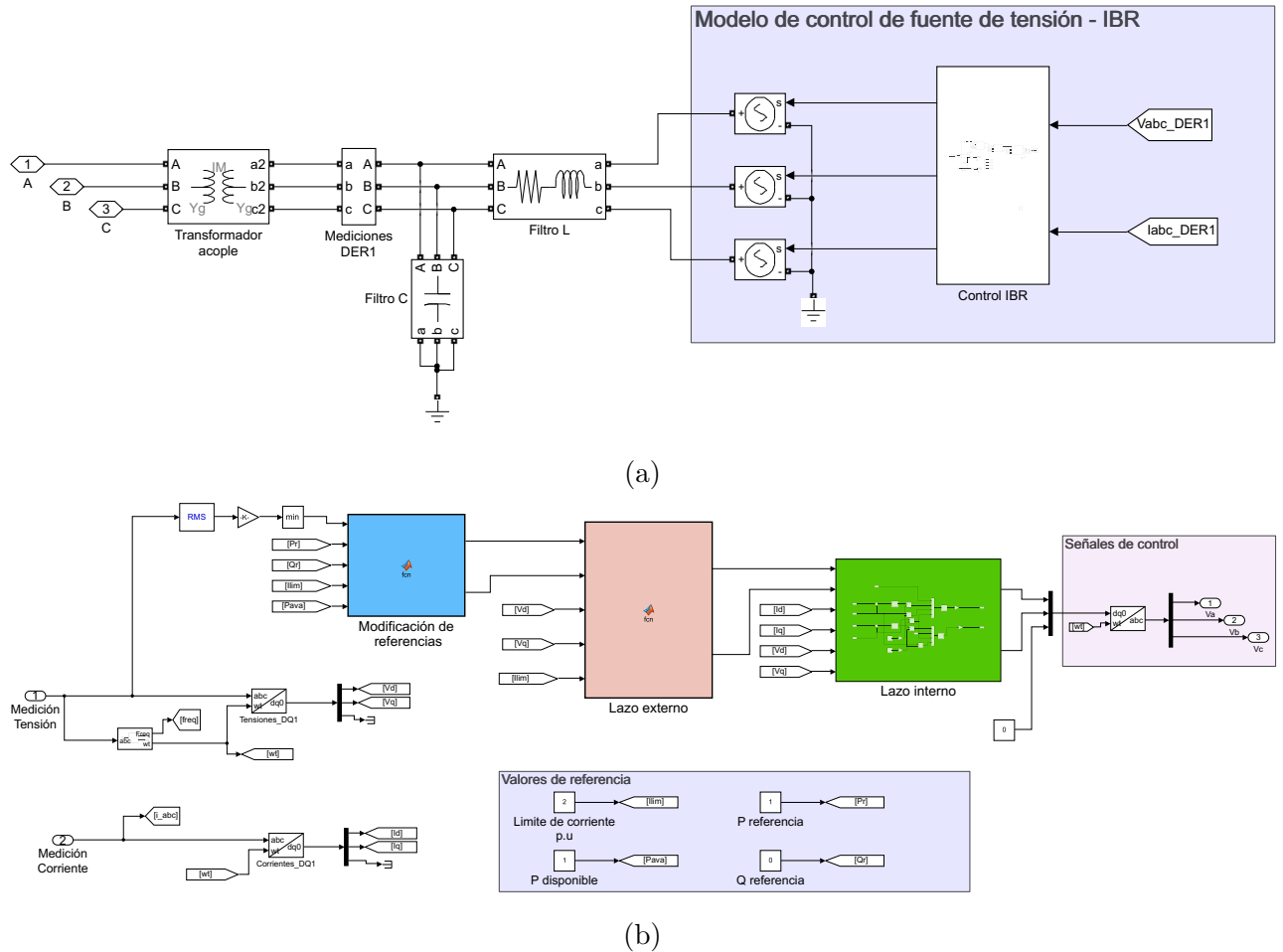


Figura 3-2: Modelo de fuente de generación basada en inversores: **3-2a** esquema eléctrico con topología LCL y **3-2b** esquema de control para IBR.

A partir de este modelo de IBR, el efecto de la parametrización del limitador de corriente es evaluado simulando eventos de falla en el punto de acople común de la microrred (*F1*) y considerando diferentes condiciones operativas del IBR modelado.

3.3. Comportamiento en falla y análisis de sensibilidad

Para analizar el comportamiento en falla del IBR modelado, se simulan tres escenarios de falla balanceada con distintos valores de resistencia de falla, y tres condiciones operativas pre-falla de inyección de potencia (inyección de potencia activa, consumo de potencia activa, y combinación de inyección de potencia activa/reactiva). Estos escenarios se detallan en la

Tabla **3-1**. Adicionalmente, para evaluar el comportamiento del limitador de corriente ante la modificación de uno de sus parámetros se utiliza el cálculo del fasor de torque equivalente, siguiendo la ecuación (2-11), usando mediciones locales de secuencia positiva y evaluando el soporte de tensión con el valor de tensión en falla. La convención definida para la polarización de los transformadores de corriente de medida es establecida viendo una corriente positiva al tener un flujo de potencia hacia el elemento asociado a su medida, es decir, la línea para $R4$ y $R5$ y el IBR para $R8$.

Resistencia de falla (Ω)	Referencias de potencia (p.u.)
Caso 1 $R_f = 1$	$P = 1, Q = 0$
	$P = 0,5, Q = 0,5$
	$P = -1, Q = 0$
Caso 2 $R_f = 5$	$P = 1, Q = 0$
	$P = 0,5, Q = 0,5$
	$P = -1, Q = 0$
Caso 3 $R_f = 10$	$P = 1, Q = 0$
	$P = 0,5, Q = 0,5$
	$P = -1, Q = 0$

Tabla 3-1: Escenarios de falla y condiciones de inyección de potencia analizados.

3.3.1. Primer escenario de falla - Caso 1

En el caso del primer escenario de falla, considerando que para todas las condiciones de inyección de potencia el perfil de tensión obtenido de simulación es el mismo, el comportamiento de las tensiones es ejemplificado con las imágenes **3-3**. Como puede observarse, al presentarse la condición de falla simulada, la criticidad del evento es alta debido a la baja impedancia de falla, generando la caída de las tensiones al 10% de su valor nominal. Este comportamiento es generalizado para cualquiera de las condiciones de inyección simuladas. Adicionalmente, al considerar directamente el efecto del parámetro k sobre el soporte de tensión en el punto de conexión del IBR ($R8$), evidenciado en la Figura **3-3d**, la variación causada por la modificación del parámetro es mínima, alrededor del 0.03%, es decir, 6 V considerando una tensión base de 20 kV.

Por otro lado, considerando la disparidad en las magnitudes de potencia de inyección en falla, así como el interés principal alrededor de los principios de direccionalidad, en las Figuras **3-4** y **3-5** se presentan los fasores normalizados (definidos con magnitud 1) de potencia, asociados al caso de falla estudiado, las condiciones de inyección definidas y los puntos de medición escogidos.

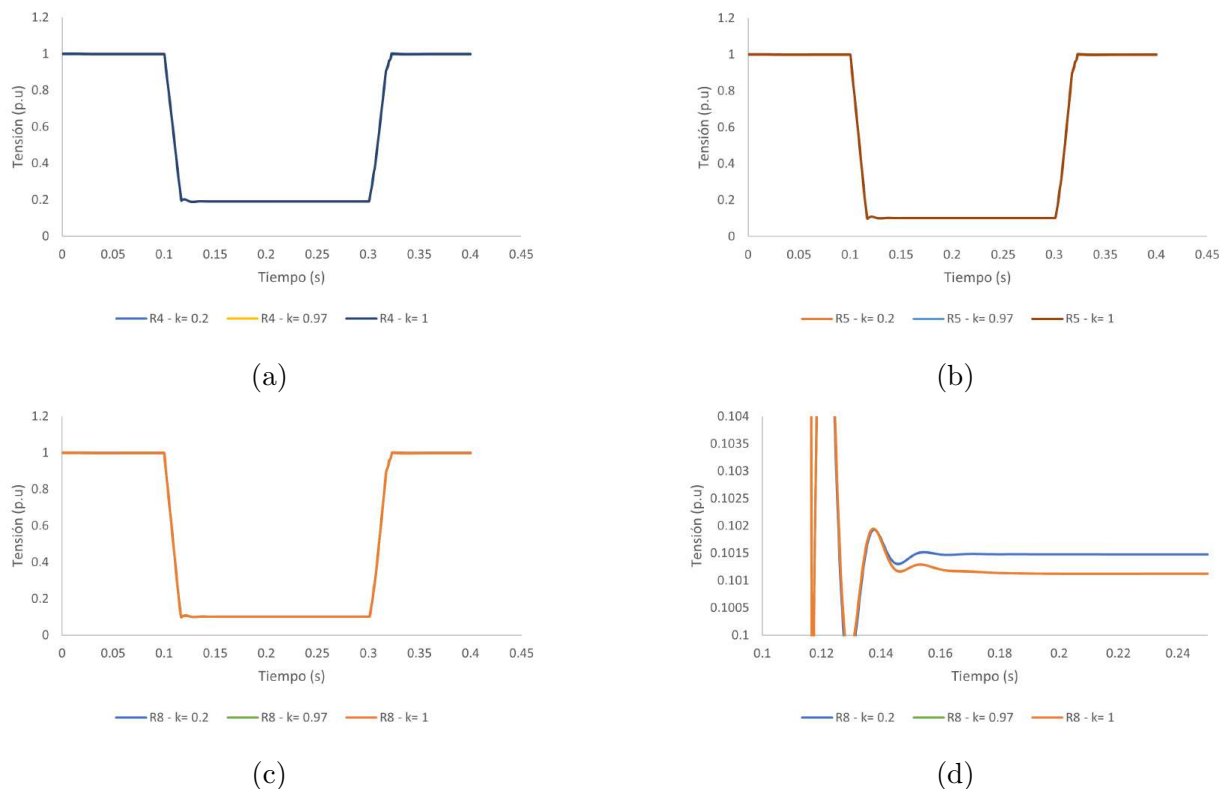


Figura 3-3: Perfiles de tensión en los puntos: **3-3a** $R4$, **3-3b** $R5$, **3-3c** general de $R8$ y **3-3d** zoom en falla de $R8$.

Inicialmente, en la Figura 3-4 son presentados los diagramas fasoriales para todas las condiciones de inyección establecidas y medidas en el punto $R4$. Como puede observarse, el fasor representativo de las condiciones pre-falla es diferente debido al cambio en el punto de operación de la fuente de generación basada en inversores. Sin embargo, al considerar el efecto del parámetro k , se evidencia que no se presenta una modificación apreciable sobre el ángulo de potencia equivalente en falla. Lo anterior se explica dado que en falla, en todas las condiciones operativas, la única fuente de corriente disponible es la red principal, facilitando una polarización efectiva y una clara identificación de la dirección de la falla como adelante.”

La Figura 3-5 muestra los diagramas fasoriales para todas las condiciones de inyección establecida y medidas en el punto de acople $R8$. Como se evidencia en las imágenes 3-5a y 3-5b, al priorizar completamente la inyección de potencia reactiva ($k = 1$), se causan condiciones de polarización errónea (polarización como falla adelante, debido a un fasor entre

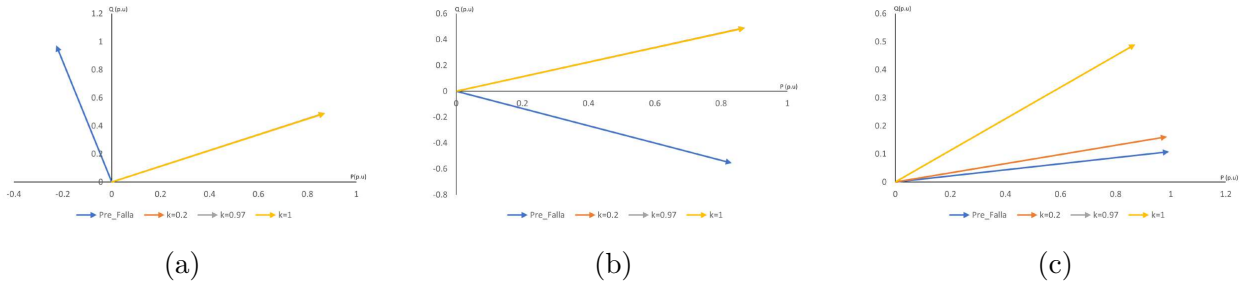


Figura 3-4: Fasores de potencia normalizados medidos en el punto $R4$, para diferentes valores de k y diferentes condiciones de inyección de potencia: $P = 1, Q = 0$ **3-4a**, $P = 0,5, Q = 0,5$ **3-4b** y $P = -1, Q = 0$ **3-4c**.

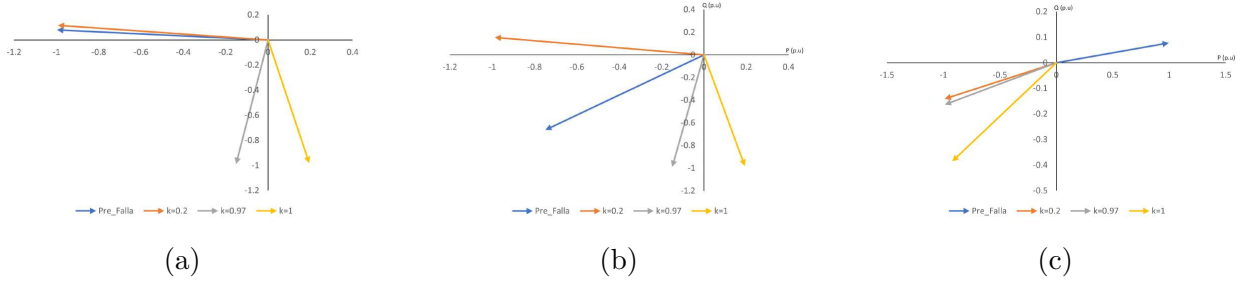


Figura 3-5: Fasores de potencia normalizados medidos en el punto $R8$, para diferentes valores de k y diferentes condiciones de inyección de potencia: $P = 1, Q = 0$ **3-5a**, $P = 0,5, Q = 0,5$ **3-5b** y $P = -1, Q = 0$ **3-5c**.

el primer y cuarto cuadrante). A medida que el valor del parámetro k disminuye, la condición de polarización errónea desaparece, estando cercana al límite para valores de $k = 0,97$. Esto evidencia el efecto del parámetro k sobre el ángulo de potencia equivalente, razón por la cual este debe ser sintonizado adecuadamente para el correcto funcionamiento del algoritmo.

3.3.2. Segundo escenario de falla - Caso 2

Para el segundo caso analizado, el comportamiento de tensión es presentado en la Figura **3-6**. Como se evidencia, el segundo escenario de falla corresponde a una falla en el límite establecido de criticidad ($v < 0,5$). En este caso, nuevamente los perfiles de tensión son idénticos entre todas las condiciones de inyección de potencia. Asimismo, al considerar el efecto del parámetro k sobre la profundidad de los eventos de tensión, la variación obtenida es despreciable, alrededor del 0.15 %, como se muestra en **3-3d**.

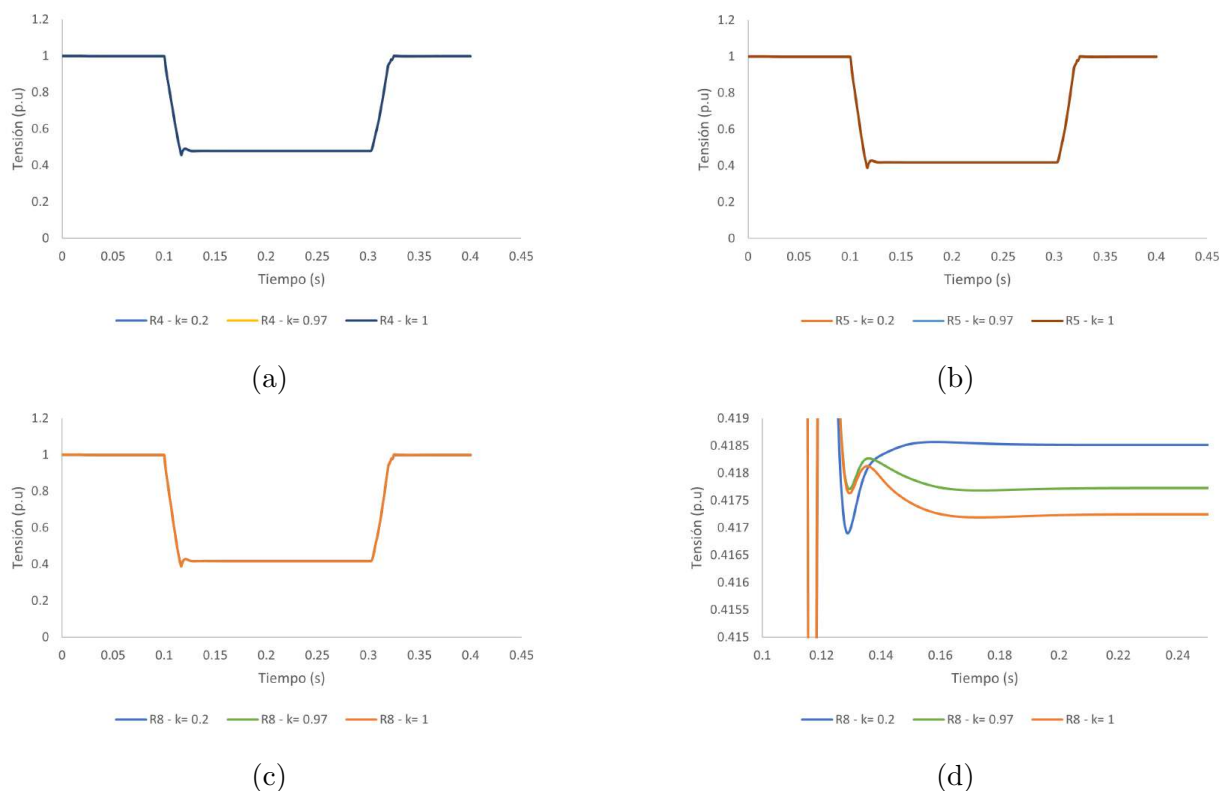


Figura 3-6: Perfiles de tensión en los puntos: **3-6a** $R4$, **3-6b** $R5$, **3-6c** $R8$ y **3-6d** zoom en falla de $R8$.

Bajo las aclaraciones desarrolladas en el caso 1, las Figuras **3-7** y **3-8** presentan los fasores de potencia para los puntos $R5$ y $R8$. De la misma forma a como es descrito en el caso 1, en la Figura **3-7**, asociada a las mediciones en $R5$, se observa el efecto de la variación del punto de operación del IBR en la condición pre-falla, causando un fasor diferente en cada uno de los escenarios operativos pre-falla. Asimismo, es posible observar el mismo efecto descrito para el punto $R4$ en el caso 1, en dónde la variación del parámetro k no genera un cambio apreciable sobre el fasor de potencia en falla, debido a la ubicación del punto de falla y la fuente de corriente disponible.

De manera similar, como se muestra en la Figura **3-8**, el efecto del parámetro k , observado en el primer caso, también es evidente en los fasores de potencia de este segundo caso. Al configurar solo inyección de potencia reactiva ($k = 1$), se produce un error en la dirección de la falla. Sin embargo, este error se reduce al disminuir el valor de k , mejorando así la estimación de la dirección de la falla.

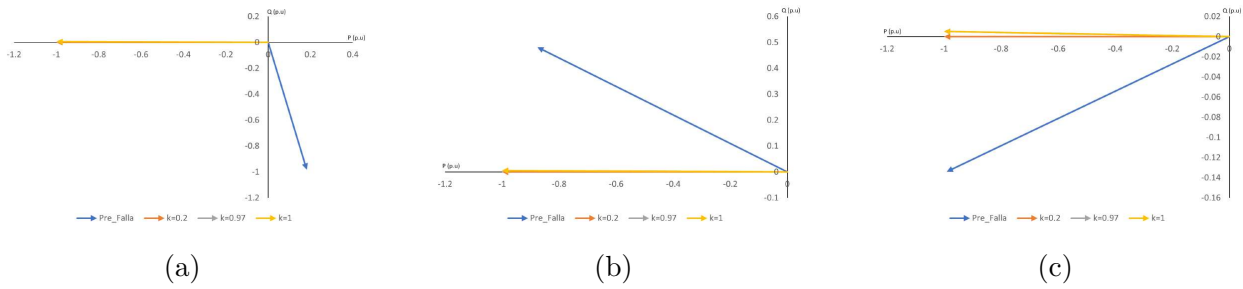


Figura 3-7: Fasores de potencia normalizados medidos en el punto $R5$, para diferentes valores de k y diferentes condiciones de inyección de potencia: $P = 1, Q = 0$ **3-7a**, $P = 0,5, Q = 0,5$ **3-7b** y $P = -1, Q = 0$ **3-7c**.

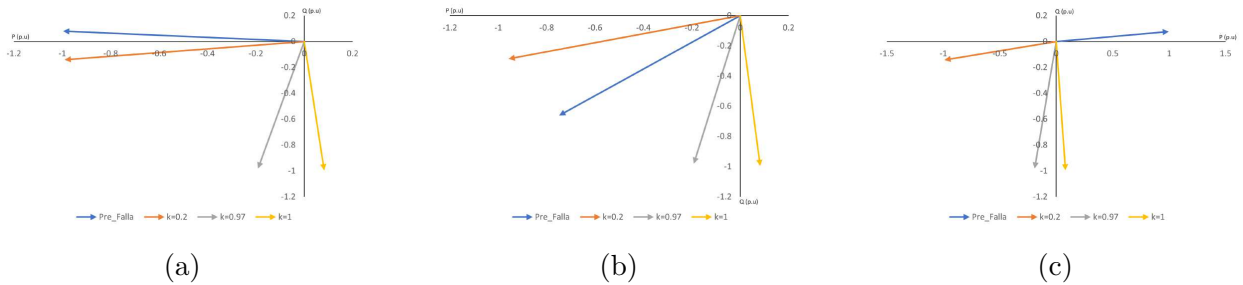


Figura 3-8: Fasores de potencia normalizados medidos en el punto $R8$, para diferentes valores de k y diferentes condiciones de inyección de potencia: $P = 1, Q = 0$ **3-8a**, $P = 0,5, Q = 0,5$ **3-8b** y $P = -1, Q = 0$ **3-8c**.

3.3.3. Tercer escenario de falla - Caso 3

Para el último escenario de falla analizado, como es presentado en la Figura **3-9**, el evento de falla simulado corresponde a un evento de criticidad media ($v \geq 0,5$). En este caso, el efecto del parámetro k sobre el perfil de tensión es el mismo al descrito en los dos escenarios anteriores, teniendo una variación aproximada del 0.1 %.

Al considerar los fasores de potencia normalizados para el tercer caso, presentado en las Figuras **3-10** y **3-11**, el comportamiento obtenido para el punto $R5$ es idéntico al descrito en los dos casos anteriores, con fasores pre-falla diferentes debido a las condiciones operativas del IBR y dependencia despreciable del parámetro k sobre el fasor durante la falla. Sin embargo, el comportamiento obtenido en el punto de acople ($R8$) difiere, como se describe a continuación.

Inicialmente, como puede observarse en las Figuras **3-11a** y **3-11b**, para todos los valores de k simulados, los fasores en falla permiten la correcta estimación de la dirección del punto de falla. No obstante, en el caso de las condiciones de consumo de potencia $P = -1$, el comportamiento en falla presenta un cambio drástico. Como se muestra en **3-11c**, debido a

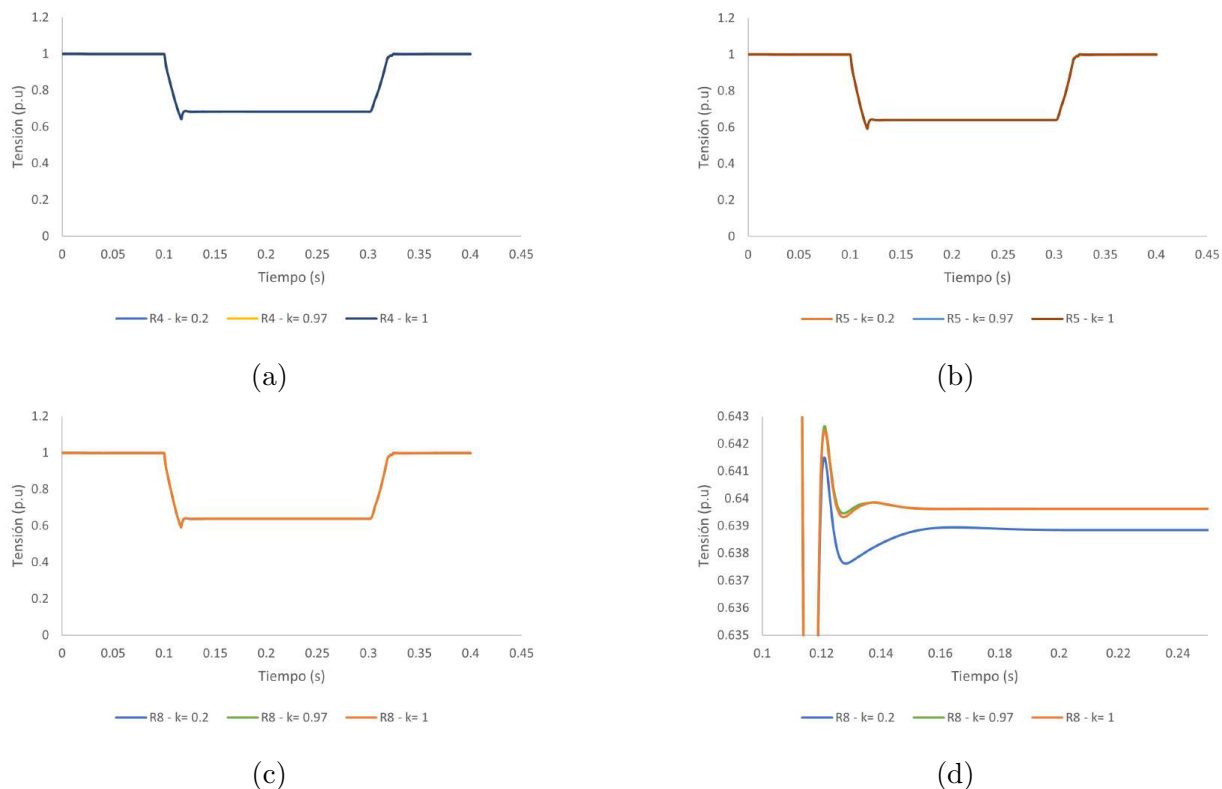


Figura 3-9: Perfiles de tensión en los puntos: **3-9a** R_4 , **3-9b** R_5 y **3-9c** R_8 y **3-9d** zoom en falla de R_8 .

la criticidad media del evento de tensión, en el cual no se genera la necesidad de prelación completa de la inyección de potencia reactiva, el algoritmo de control y limitación logra mantener una parte de las referencias pre-falla. Con esto, el efecto del valor del parámetro k es reducido, llevando a que para los valores estudiados y en todas las condiciones, se presente un error en la estimación de la dirección. Sin embargo, como se usa en algunos esquemas de protección, es posible compensar los ángulos límites para definir las fallas adelante y atrás. Para este caso, al utilizar un valor de $k = 0,97$, el ángulo calculado es de $-89,4^\circ$, siendo suficiente la definición de un ángulo límite, por ejemplo, de 87° , para poder garantizar una correcta estimación de direccionalidad en todos los casos.

3.3.4. Discusión

Con base en los resultados presentados anteriormente, dos aspectos son claves del análisis: el efecto del parámetro k sobre el soporte de tensión y su efecto sobre la sensibilidad de las funciones de direccionalidad.

En relación con el primer aspecto, es evidenciable que los cambios en el parámetro analizado tienen un impacto despreciable sobre la función de soporte de tensión, a raíz de la baja

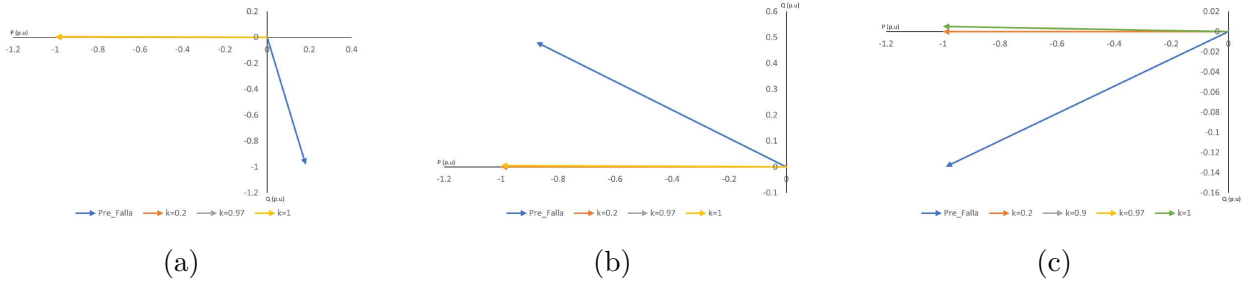


Figura 3-10: Fasores de potencia normalizados medidos en el punto $R5$, para diferentes valores de k y diferentes condiciones de inyección de potencia: $P = 1, Q = 0$ **3-10a**, $P = 0,5, Q = 0,5$ **3-10b** y $P = -1, Q = 0$ **3-10c**.

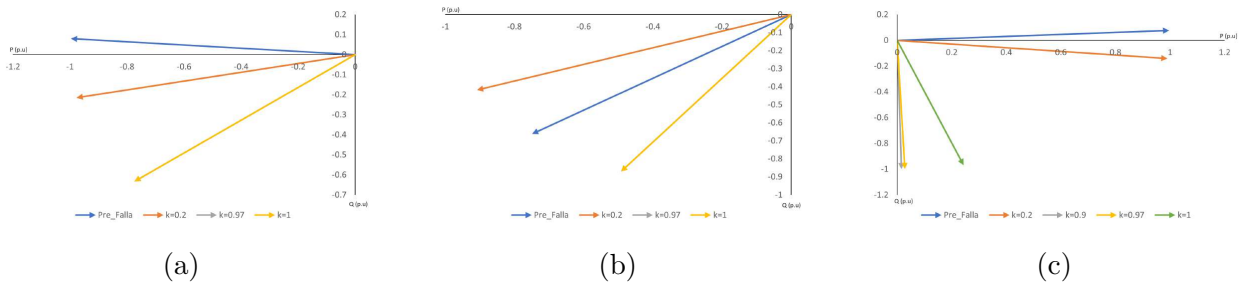


Figura 3-11: Fasores de potencia normalizados medidos en el punto $R8$, para diferentes valores de k y diferentes condiciones de inyección de potencia: $P = 1, Q = 0$ **3-11a**, $P = 0,5, Q = 0,5$ **3-11b** y $P = -1, Q = 0$ **3-11c**.

potencia de la unidad de generación simulada, que resulta en una baja corriente de cortocircuito disponible.

En cuanto al segundo aspecto, en la totalidad de los escenarios analizados, la reducción del valor de k , con respecto a la prelación total de inyección de potencia reactiva ($k = 1$), mejora el desempeño de la función de direccionalidad al garantizar el cálculo de un fasor de potencia correctamente polarizado. El trasfondo detrás del efecto descrito, está dado por lograr establecer una inyección mínima de potencia activa, desde el IBR hacia la red, que cubra las pérdidas inherentes de los filtros de acople y resulte en un fasor de potencia acorde a la localización de falla y la polarización de los medidores de corriente. Como fue presentado, para valores de k pequeños se logra una correcta polarización, pero, considerando las características definidas de "LVRT", se incumple con las inyecciones de corrientes reactivas. Con base en lo anterior, debe ser escogido un valor de k que permita una correcta polarización de los equipos, pero que a su vez priorice la inyección de corrientes reactivas, como lo puede ser el valor límite encontrado de $k = 0,97$. Es importante aclarar que este valor puede variar en función del tipo de fuente de generación basada en inversores y solo es aplicable al modelo estudiado en esta tesis.

3.4. Conclusiones

Este capítulo presenta un análisis de sensibilidad asociado al parámetro k , que rige la respuesta de los limitadores de corriente de los IBRs en condiciones de falla crítica. A partir de un modelo de simulación que permite observar los principales efectos de los controladores de los IBRs en falla, se determina el efecto de la variación en el valor del parámetro analizado (k) sobre la estimación de la dirección de falla. De los resultados obtenidos a partir de los escenarios estudiados, es evidenciable que la prelación completa de la inyección de corrientes reactivas afecta la sensibilidad de las funciones de direccionalidad. Adicionalmente, al considerar el tamaño del IBR modelado y su reducido límite de corriente de falla, la variación del parámetro k no modifica considerablemente la característica de soporte de tensión. De la mano con lo anterior, es concluido que un valor propicio es $k = 0,97$ para el IBR modelado, permitiendo mejorar el funcionamiento del algoritmo de direccionalidad dentro de los casos simulados.

En este punto, considerando el efecto mostrado ante algunos escenarios de falla, un trabajo futuro relevante puede estar asociado a la propuesta de una metodología de parametrización. La cual permita la definición de parámetros adecuados sobre la respuesta en falla de las fuentes de generación basadas en inversores y que a su vez, esté enfocada en facilitar la tarea de los sistemas de protección, por ejemplo, a partir del uso de herramientas de aprendizaje de maquina o técnicas de agrupación y clasificación.

4 Estrategia de protección propuesta

4.1. Introducción

Como se discute en el capítulo 1, los esquemas de protección actuales para redes con fuentes de generación basadas en inversores suelen requerir algoritmos complejos y cambios significativos en los equipos de protección. Por ello, en este capítulo se describe una propuesta de estrategia de protecciones que emplea un esquema adaptativo basado en comunicaciones y el principio de coordinación distribuida, cuyo funcionamiento se detalla a continuación.

4.2. Descripción de funcionamiento

La estrategia de protecciones propuesta se compone de dos partes: el análisis y parametrización del comportamiento en falla de las fuentes de generación basadas en inversores y el esquema de protecciones distribuido basado en comunicaciones.

Con respecto a la primera parte, como se presentó en el análisis del capítulo 3, el comportamiento en falla de las fuentes de generación basadas en inversores puede ser modificado, permitiendo en cualquier condición de falla mejorar la sensibilidad de los algoritmos de direccionamiento a partir de la regulación de las corrientes de inyección. Específicamente, al limitar los aportes de corrientes reactivas a 0.97 veces la corriente máxima de falla de los inversores, el inversor suplirá una corriente activa mínima, mejorando la estimación de la dirección de falla en escenarios de fallas simétricas.

En el caso de la segunda parte, el esquema de protecciones distribuido basado en comunicaciones sigue el diagrama mostrado en la Figura 4-1. Este esquema se compone a su vez de dos partes: un algoritmo de detección y estimación de dirección de condiciones de falla y un algoritmo de coordinación local.

Adicionalmente, el esquema propuesto usa una clasificación basada en agentes junto a una disposición de equipos siguiendo una topología de sobrecorriente direccional, como es presentado en la imagen 4-2, donde los equipos definen la dirección adelante para fallas dentro de la zona primaria de protección. El algoritmo se fundamenta en la definición de 3 tipos de agentes, de acuerdo con los elementos dentro de la zona de protección primaria, teniendo:

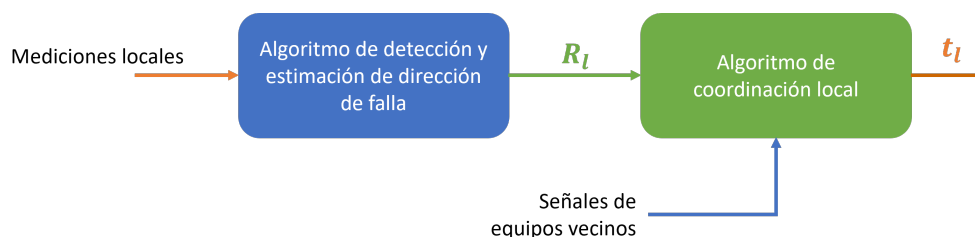


Figura 4-1: Diagrama de bloque general del esquema de protección propuesto.

agentes de línea, de generador y de carga. Asimismo, los enlaces de comunicación entre los equipos dentro de un vecindario son definidos teniendo un nodo interno entre los equipos conectados a la misma barra y una conexión externa entre agentes de línea.

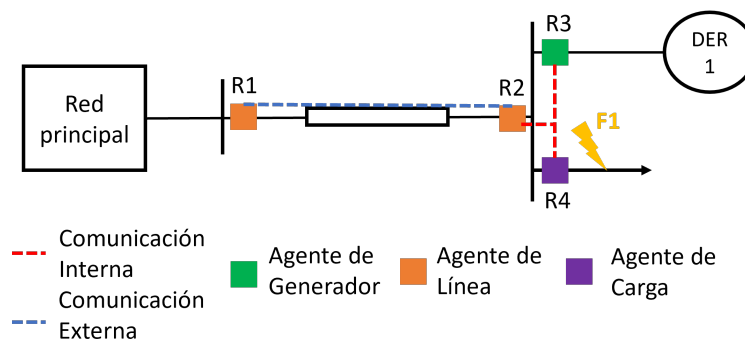


Figura 4-2: Red de dos buses ejemplificando la topología de sobrecorriente direccional y la clasificación por agentes.

Considerando el principio de respaldo local, la topología de sobrecorriente direccional permite que para cualquier condición de falla externa a una barra, es decir en una línea, generador o carga, puedan ser definidos equipos de protección principal y de respaldo locales. Adicionalmente, el uso de enlaces de comunicación entre agentes de línea mejora la confiabilidad del sistema de protección al permitir definir respaldos remotos para casos de fallas en las barras o para aumentar el alcance de las zonas de protección locales. Por otro lado, la clasificación de equipos por agente permite simplificar y generalizar los algoritmos específicos asociados a la coordinación local, como es descrito en la sección 4.2.3.

4.2.1. Algoritmo de detección y estimación de dirección de falla

Como se presenta en la imagen 4-1, el esquema de protección inicia con el algoritmo de detección de condiciones de falla. Este algoritmo se basa en el uso de parámetros de voltaje como variable principal de decisión y un algoritmo de polarización híbrida para la estimación de la dirección de falla. Como es presentado en [23, 22], el uso de voltaje como variable principal de decisión permite solucionar los problemas de sensibilidad que se presentan en

los esquemas de sobrecorriente típicamente usados en redes de distribución. Es importante destacar que este algoritmo opera sin necesidad de enlaces de comunicación entre agentes, usando únicamente mediciones y cálculos locales.

El diagrama de flujo ilustrado en la Figura 4-3 describe el algoritmo de detección de fallas y estimación de dirección que se ejecuta en cada dispositivo de protección en el sistema. Este algoritmo utiliza cantidades de secuencia positiva como variables de decisión, calculadas en función de mediciones locales de voltaje y corriente. Dado que el voltaje en estado estacionario en un sistema de energía debe permanecer dentro de un rango predefinido bajo condiciones normales, independientemente de las variaciones en la corriente de carga, una función de subvoltaje es establecida como criterio de detección principal. Adicionalmente, considerando las características de LVRT, fundamentales en el comportamiento de los IBR, en escenarios críticos que dificulten la estimación de los fasores de tensión el inversor no permitirá dentro de su operación disparos selectivos.

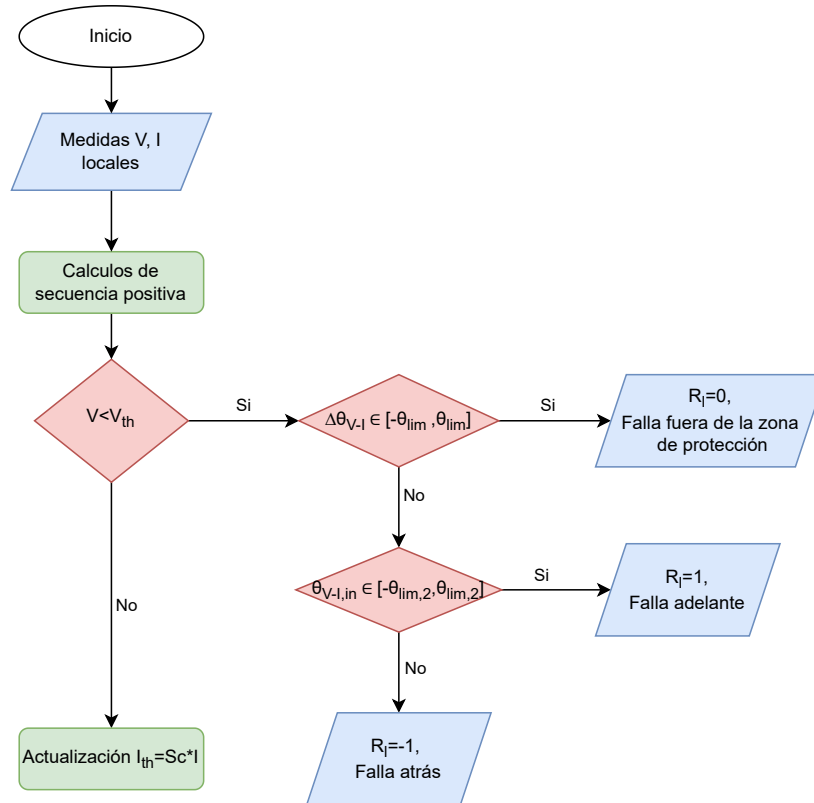


Figura 4-3: Algoritmo propuesto para detección de condiciones de falla

El umbral de subvoltaje V_{th} se determina en función de los límites de voltaje del sistema. En casos en los que el voltaje medido se encuentra dentro del rango operativo normal, el nivel de activación de la corriente I_{th} se ajusta para aumentar la sensibilidad de la función de sobrecorriente, utilizando la corriente medida instantánea y un factor de seguridad (Sc).

Sin embargo, en caso de detección de una falla ($V < V_{th}$), se inicia un algoritmo híbrido de estimación de dirección usando ángulos auto-polarizados de impedancia equivalentes memorizados o pre-falla ($\theta_{V-I,pre}$) e instantáneos o en falla ($\theta_{V-I,in}$). Los ángulos de impedancia son estimados a partir de los fasores de tensión y corriente de secuencia positiva medidos, siguiendo la ecuación (4-1).

$$\theta_{V-I} = \angle v^+ - \angle i^+ \quad (4-1)$$

Inicialmente, el algoritmo verifica si la falla se encuentra fuera de la zona de protección ($R_l = 0$) comparando el cambio en el ángulo de impedancia equivalente de secuencia positiva ($\Delta\theta_{V-I}$), definido en la ecuación (4-2), con un ángulo límite de cambio de impedancia (θ_{lim}), que establece un margen de tolerancia teniendo en cuenta errores de medición. Esta decisión parte del supuesto que el ángulo de impedancia equivalente debe permanecer relativamente constante ($\Delta\theta_{V-I} \approx 0^\circ$) si la falla está fuera de la zona de protección.

$$\Delta\theta_{V-I} = \theta_{V-I,pre} - \theta_{V-I,in} , \quad (4-2)$$

Por otro lado, cuando se clasifica una falla como ocurrida dentro de la zona de protección, el ángulo $\theta_{V-I,in}$ se compara con un segundo límite de ángulo $\theta_{lim,2}$ utilizado para distinguir entre direcciones hacia adelante ($R_l = 1$) y direcciones hacia atrás ($R_l = -1$). La definición de $\theta_{lim,2}$ tiene en cuenta el hecho de que un flujo de potencia activa positivo, indicado por $-90 \leq \theta_{V-I,in} \leq 90$, significa una falla hacia adelante.

A partir del diagrama de flujo presentado, el algoritmo de detección de condiciones de falla permite definir un estado único (R_l) en cada uno de los equipos de protección l , el cual establece de forma dinámica la localización de la falla y el orden de operación de los equipos.

4.2.2. Algoritmo de coordinación local

El algoritmo de coordinación local se fundamenta en el problema de coordinación distribuida, propuesto por el autor en [43] y descrito a continuación.

Coordinación distribuida

La coordinación distribuida se fundamenta en modificar el planteamiento orientado a escenarios de fallas del problema de coordinación tradicional, presentado en las ecuaciones (2-8) y (2-9), para que este se transforme en un planteamiento orientado a los equipos, simplificando el problema de coordinación y dotándolo de una característica dinámica.

Al desarrollar un análisis cualitativo del problema de optimización usado para coordinación tradicional, descrito por las ecuaciones (2-8) y (2-9), es posible observar que la solución óptima es obtenida con la minimización de los tiempos de operación de cada uno de los equipos pertenecientes a los caminos de protección de interés. Asimismo, la operación de cada equipo es dependiente únicamente de las mediciones locales y la parametrización del equipo, llevando a que la función objetivo corresponda a una función separable y descomponible. Con base en lo anterior y siguiendo la formulación de problemas de optimización distribuido, el problema de coordinación puede ser escrito como se muestra en las ecuaciones (4-3) y (4-4).

$$\text{mín } f_l = t_l + \sum_{j \in \mathcal{N}_l} t_j \quad (4-3)$$

$$s.a \ t_l - t_j \geq CTI, \quad (4-4)$$

Donde, l representa cada equipo de interés y \mathcal{N}_l es el vecindario del equipo l , es decir, los equipos con conexión física al equipo. Adicionalmente, las restricciones son definidas a partir de la relación entre los tiempos de operación entre equipos de un vecindario, garantizando la operación coordinada al cumplir con la constante de escalonamiento en tiempo.

Complementando la formulación presentada del problema distribuido, el problema de optimización debe ser dotado de una característica dinámica, permitiendo representar los requerimientos de los caminos de protección dentro del conjunto de restricciones. Para lograr esta característica se usa una representación por medio de diagrafos, formulando representaciones matriciales dinámicas del orden de operación de los equipos ante una condición de falla. La construcción de estas matrices es ejemplificada a continuación.

A partir del escenario de falla en la red de ejemplo presentado en la Figura 4-2, dos caminos de protección son establecidos considerando las fuentes de corriente de falla disponible. En el evento de falla presentado, el equipo R4 debe actuar como protección principal, mientras que el equipo R2 es definido como respaldo en un camino de protección y R3 en el segundo camino. Con base en este análisis y considerando que todos los equipos de protección pueden definir la dirección de la condición de falla y pueden compartir información entre vecinos, las representaciones matriciales de los diagrafos definiendo los ordenes de operación pueden ser definidos por equipo, como se presenta a continuación:

$$L(\mathcal{D}_1) = \begin{bmatrix} 1 & -1 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, \quad L(\mathcal{D}_2) = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$L(\mathcal{D}_3) = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}, \quad L(\mathcal{D}_4) = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & -1 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Estos laplacianos, asociados a cada uno de los equipo de protección, presentan un grado y valores diferentes representando la cantidad de equipos con enlaces directos y la dirección de intercambio de información. Por ejemplo, el equipo 2 funciona como equipo principal relativo al equipo 1, transmitiendo su información al equipo 1 (representado con 1 en el elemento $[1,1]$ y -1 en el elemento $[1,2]$) y a su vez funciona como backup del equipo 4, representado con 1 en el elemento $[2,2]$ y -1 en el elemento $[2,4]$. Adicionalmente, debido a que el equipo 2 no transmite información hacia los equipos 3 o 4, las ultimas dos filas del laplaciano son nulas. Con este mismo análisis son construidos los demás laplacianos, definiendo un valor de 1 en el elemento de la diagonal asociado al equipo que recibe información (i) de sus vecinos y -1 en el elemento de la matriz i, j , donde j es el elemento que transmite la información.

Con base en lo anterior, ante cualquier escenario de falla, diagrafos pueden ser utilizados para representar el orden relativo de operación de cada uno de los equipos de protección, permitiendo una representación matricial dinámica que posibilita modificar el problema de coordinación distribuido definido en las ecuaciones (4-3) y (4-4), como se muestra en las siguientes ecuaciones.

$$\text{mín } f_l = t_l + \sum_{j \in \mathcal{N}_l} t_j \quad (4-5)$$

$$s.a \quad -L(\mathcal{D}_l)t_T \leq -CTI_T, \quad (4-6)$$

Donde, $L(\mathcal{D}_l)$ es el laplaciano del diagrafo asociado al equipo l y t_T corresponde al vector de tiempos de operación de los equipos l y $j \in \mathcal{N}_l$.

Finalmente, para la solución de este problema distribuido, la función de tiempo de operación marcará los requerimientos computacionales de cada uno de los equipos que resuelvan el problema. En esta investigación son presentadas dos formulaciones: una utilizando las funciones de tiempo presentadas en la ecuación (2-10) y otra a partir de la simplificación de las funciones de tiempo de operación como valores de tiempo definido.

Para la primera aproximación el problema es resuelto usando el algoritmo de ADMM distribuido, replanteando el problema de optimización como se presenta en las siguientes ecuaciones:

$$\min_{TD, z} f_l = t_l(TD) + \sum_{j \in \mathcal{N}_l} t_j(TD) + g(z) \quad (4-7)$$

$$s.a \quad -L(\mathcal{D}_l)t_T + z = -CTI_T, \quad (4-8)$$

donde z corresponde a una variable auxiliar que permite reformular las restricciones como igualdades y $g(z)$ es una función de penalización que busca garantizar el cumplimiento de las restricciones. A partir de esta formulación, el Lagrangiano para cada uno de los equipos puede ser definido como:

$$L(TD, z, \lambda)_l = t_l(TD) + \sum_{j \in \mathcal{N}_l} t_j(TD) + g(z) + \lambda^T (-L(\mathcal{D}_l)t_T + z + CTI_T) \quad (4-9)$$

donde λ es el vector de multiplicadores de lagrange, TD es la variable de decisión primaria y z es la variable auxiliar de decisión. Con base en las ecuaciones anteriores, los pasos de iteración son definidos siguiendo las ecuaciones:

$$TD_i^{k+1} = \arg \min_{TD} (L(TD, z^k, \lambda^k)) , \quad (4-10)$$

$$z_i^{k+1} = \arg \min_z (L(TD_i^{k+1}, z, \lambda^k)) , \quad (4-11)$$

$$\lambda_i^{k+1} = \lambda^k + \alpha (-L(\mathcal{D}_l)t_T^{k+1} + z^{k+1} + CTI_T) , \quad (4-12)$$

siendo k el número de cada iteración y l cada equipo analizado. Para completar el paso de iteración, antes de cada actualización de las variables primarias es desarrollado un paso de consenso entre vecinos, actualizando las estimaciones de los tiempos de operación de cada equipo por medio del intercambio de información siguiendo la información de los diagrafos.

En el caso de la segunda formulación, la solución del problema de optimización presentado en las ecuaciones (4-5) y (4-6) se simplifica, llevando a que su desempeño dependa principalmente de la velocidad de construcción de las matrices por equipo y de la definición de los tiempos de operación de los equipos primarios. Con lo anterior, el algoritmo de solución se reduce a: construir las matrices de coordinación, una primera iteración que determine el tiempo de operación de los equipos primarios, el desarrollo de un paso de consenso, la actualización de los tiempo de operación de los equipos de respaldo y la verificación de las restricciones.

Conociendo los principios detrás de la formulación del problema de coordinación distribuida, a continuación es descrito el algoritmo de coordinación local que emplea esta formulación del problema de coordinación y la clasificación por agentes.

4.2.3. Algoritmo de coordinación local

Siguiendo con el esquema presentado en la Figura 4-1, el segundo algoritmo tiene como objetivo principal definir el orden de operación entre los equipos, garantizando la operación selectiva.

Posterior a la detección de una condición de falla, es decir $R_i \neq 0$, es activado el algoritmo de coordinación local. Buscando optimizar el desempeño del algoritmo, dos versiones son propuestas en función del tipo de agente pre-establecido en el equipo de protección. Estas versiones son descritas a continuación.

Para el caso de agentes tipo generador y tipo carga, definidos como $AG = 1$ y $AG = 2$ respectivamente, el algoritmo sigue el diagrama de flujo presentado en la Figura 4-4.

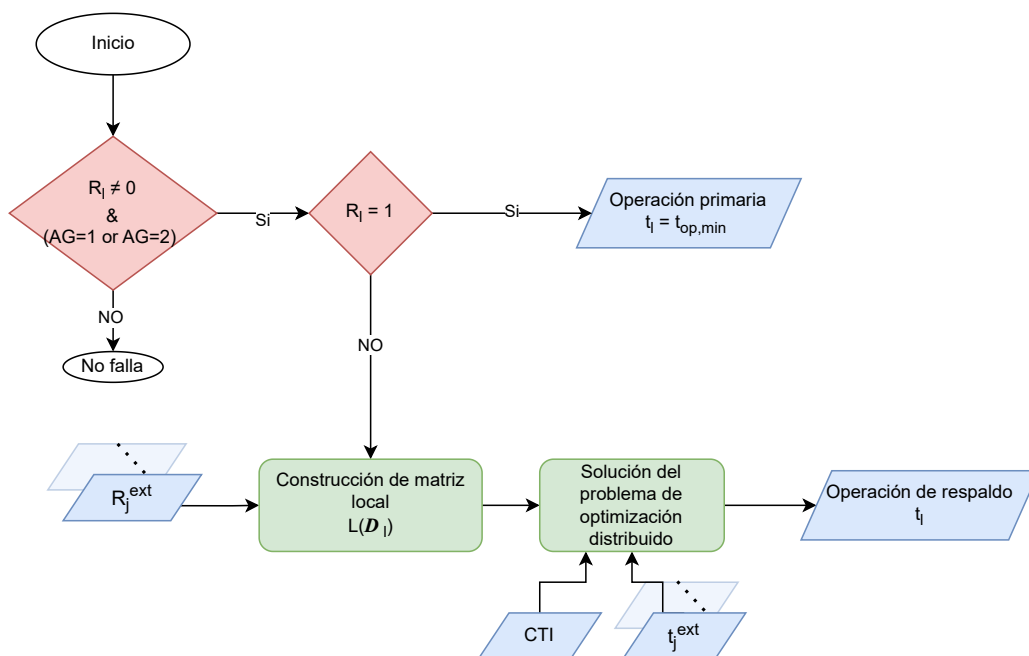


Figura 4-4: Algoritmo de coordinación local para agentes tipo carga y generador.

Como resultado del algoritmo dos modos de operación pueden ser definidos en cada equipo: operación primaria y operación de respaldo, cuando $R_i = 1$ y cuando $R_i = -1$, respectivamente. En el escenarios de operación primaria, el equipo define un tiempo de operación mínimo $t_{op,min}$ cercano a cero, buscando garantizar operaciones primarias rápidas. Por otro lado, en el escenario de operación de respaldo, la matriz local, representando el orden de operación, es construida a partir de la información transmitida por los equipos en el vecindario (el estado de los equipos R_j^{ext} y sus tiempos de operación t_j^{ext}) iniciando la formulación y solución del problema de coordinación distribuido.

Por otro lado, para el caso de los agentes tipo línea, definidos como $AG = 3$, el algoritmo de coordinación local sigue el diagrama de flujo presentado en la Figura 4-5. En el caso de estos agentes, 4 modos de operación son definidos dependientes del estado de operación del equipo local R_l , de los estados de los equipos dentro del vecindario $R_j \in \mathcal{N}$ y una señal de bloqueo proveniente del agente de línea en el extremo remoto de la línea protegida BLK^{ext} . Los modos posibles de operación, como se presenta en 4-5, son:

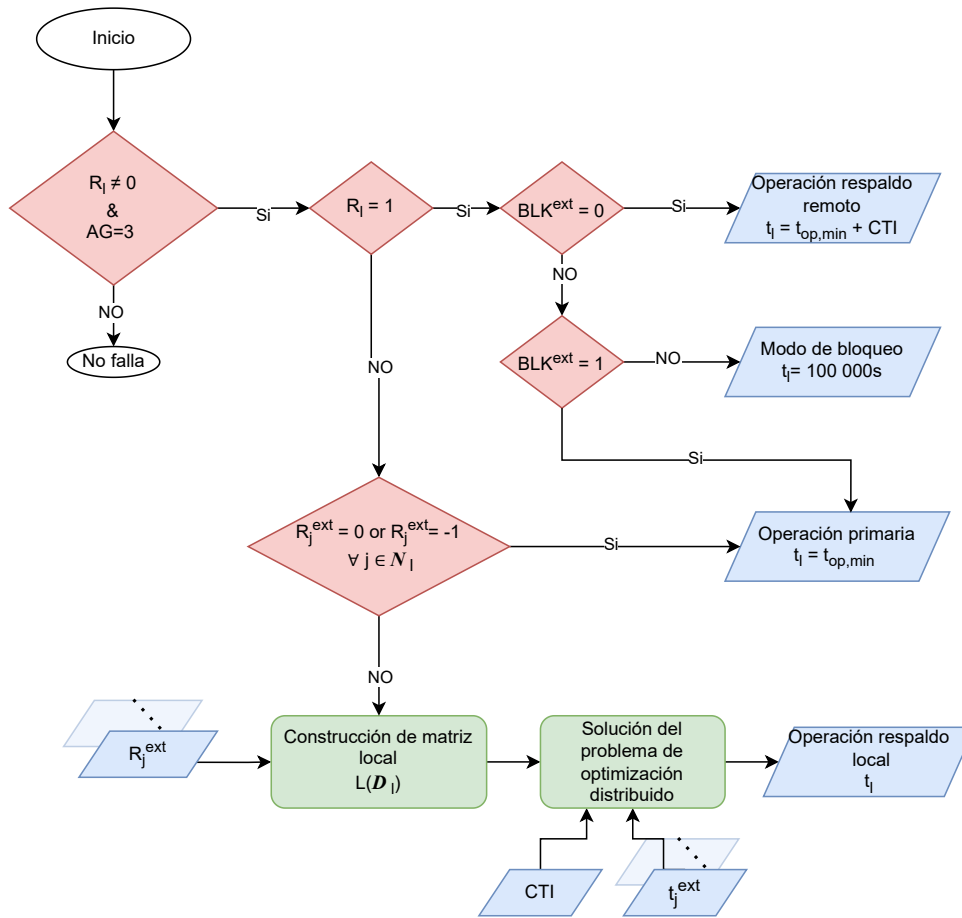


Figura 4-5: Algoritmo de coordinación local para agente tipo línea.

- Operación primaria: el equipo es definido como equipo primario, definiendo el tiempo mínimo de operación posible.
- Operación de respaldo local: el equipo usa la formulación del problema de coordinación distribuido, garantizando una operación como equipo de respaldo a los equipos conectados a su misma barra.
- Operación remota de respaldo: en los escenarios en los que la falla está localizada en el interior de la barra del extremo opuesto de la línea, el equipo define un modo de

operación de respaldo remoto, garantizando la existencia de dos equipos de protección en caso de fallas en la operación del equipo principal.

- Modo de bloqueo: en escenarios en los que dentro del camino de protección el equipo funcionaría como tercer o cuarto equipo de respaldo, su operación se ve bloqueada por medio de una señal transmitida por el agente de línea en el extremo opuesto, buscando cumplir el principio de respaldo local.

Adicionalmente, para garantizar la correcta operación de los agentes de línea, el algoritmo presentado en la Figura 4-6 es usado para generar las señales de bloqueos locales (BLK_l) a transmitir a los agentes de línea remotos.

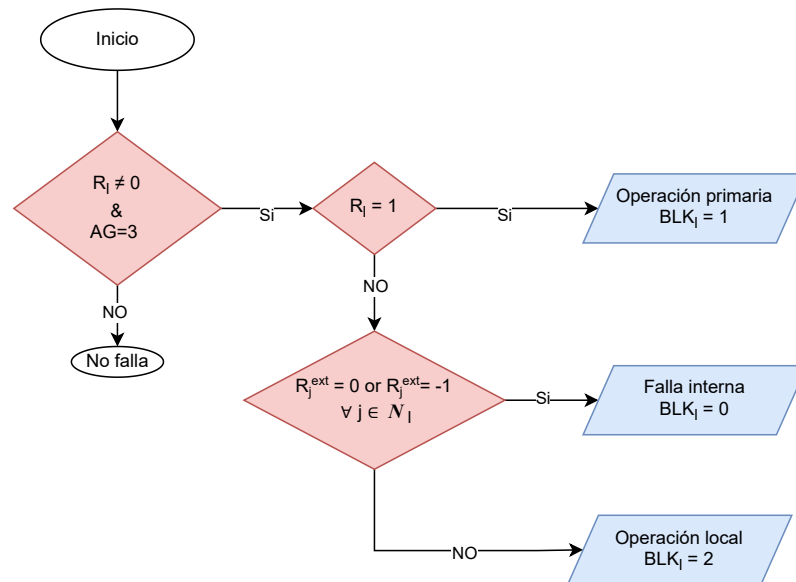


Figura 4-6: Algoritmo para la generación de señales de bloqueo en el agente de línea.

Como se puede observar en el diagrama de flujo de la Figura 4-6, la señal de bloqueo consta de tres modos:

- Operación primaria, indicando a los agentes remotos que el equipo local ve la falla en la dirección de su zona primaria.
- Falla interna, indicando que a partir de la información compartida por los equipos locales, la falla se encuentra en la barra.
- Operación local, indicando que el equipo remoto debe bloquear su operación debido a que ya se garantizan dos equipos de protección actuando para el escenario de falla.

4.3. Conclusiones

Este capítulo propone una estrategia de protecciones novedosa basada en las modificaciones del comportamiento en falla descritas en el capítulo 3 y el uso de un esquema de protecciones adaptativo con comunicaciones. El esquema, usando una clasificación por agentes y los principios de coordinación distribuida, permite simplificar la tarea de coordinación de protecciones, obteniendo un sistema de protección flexible y acorde a los requerimientos de los sistemas de distribución con penetración de fuentes de generación basadas en inversores. En el siguiente capítulo se evalúa el desempeño de la estrategia propuesta.

5 Validación de la estrategia de protección propuesta

5.1. Introducción

En este capítulo es presentada la metodología y resultados de evaluación de la estrategia de protecciones descrita en el capítulo 4. Para la evaluación de la estrategia es usada la red de pruebas introducida en el capítulo 3, implementada inicialmente en simulaciones *offline* y posteriormente integrada dentro de una configuración experimental para simulaciones en tiempo-real. La metodología, casos de estudios, configuración experimental y los resultados de la validación de la estrategia de protección son presentados a detalle a continuación.

5.2. Metodología de evaluación

La metodología de evaluación de la estrategia de protecciones propuesta se divide en dos partes: simulaciones *offline*, enfocadas en evaluar el desempeño de las dos aproximaciones a la solución del problema de optimización distribuido y su comparación frente a un esquema tradicional de coordinación de sobrecorriente no estándar; y simulaciones en tiempo-real, evaluando el comportamiento de los algoritmos que conforman la estrategia de protección por medio de la configuración experimental presentada en la subsección 5.4.

La evaluación de desempeño se basa en la definición de los caminos de protección adecuados, garantizando operación selectiva y la comparación entre los tiempos de operación entre las diferentes estrategias, considerando el tiempo de operación del equipo primario y el máximo tiempo de operación al requerir respaldo.

Todos los códigos, esquemas de simulación y archivos relevantes a la evaluación de la estrategia de protecciones se encuentran disponibles para descarga en el repositorio presentado en [56].

5.2.1. Casos de estudio

Con base en la red presentada en la Figura 5-1, dos escenarios de simulación son definidos: interconexión de una fuente de generación basada en inversores e interconexión de dos fuen-

tes de generación basadas en inversores. Los dos escenarios se definen buscando evaluar el comportamiento del esquema de protecciones ante modificaciones topológicas del sistema de distribución y bajo interconexiones de nuevas fuentes de generación distribuidas. Adicionalmente, dentro de la red se simulan 13 equipos de protección, los cuales son utilizados como base de comparación para evaluar el esquema de protecciones. Asimismo, se establecen 4 escenarios de fallas simétricas de baja impedancia.

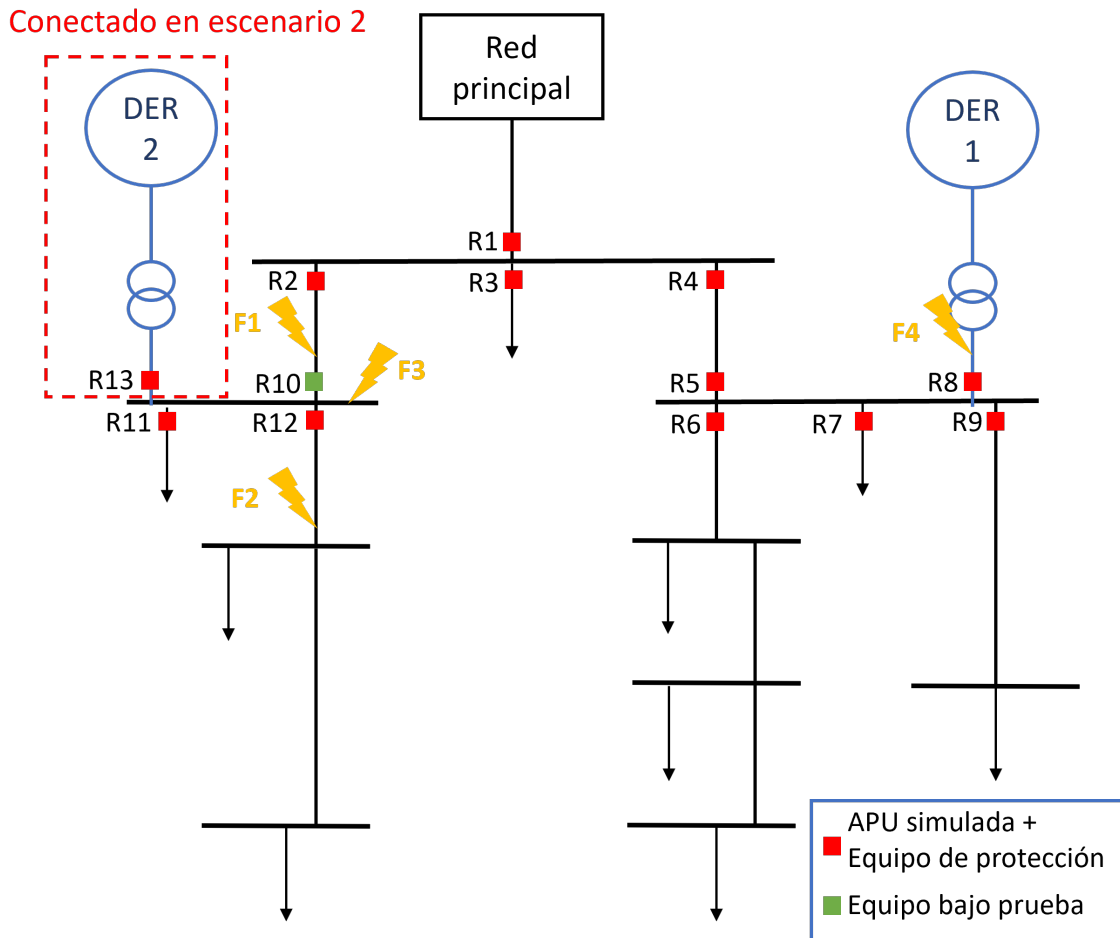


Figura 5-1: Red de prueba con los escenarios de falla estudiados.

5.3. Simulaciones offline

La validación inicial de funcionamiento de la estrategia de protecciones propuesta se desarrolló a partir del modelado de la red presentada en la imagen 5-1 por medio del programa SIMULINK de MATLAB. Para establecer un marco de comparación, los escenarios y casos de falla se analizan a partir de 3 aproximaciones de esquemas de protección, descritos a continuación.

- **Primer esquema de protección:** Se emplea un algoritmo de coordinación tradicional, basado en mediciones de tensión y corriente durante fallas en las ubicaciones de los elementos de protección. Este enfoque implica desarrollar una parametrización para cada equipo, siguiendo el problema de optimización presentado en las ecuaciones (2-8) y (2-9). Adicionalmente, se utiliza una función de sobrecorriente restringida por tensión para determinar el tiempo de operación, descrita matemáticamente en la ecuación (2-10).
- **Segundo esquema de protección:** es utiliza la estrategia de protecciones propuesta, incorporando dentro del problema de optimización distribuida el uso de la función de tiempo de sobrecorriente restringida por tensión presentada en la ecuación (2-10).
- **Tercer esquema de protección:** Se aplica también la estrategia de protecciones propuesta, pero definiendo funciones de tiempo específicas. Esto implica optimizar el tiempo de actuación de cada equipo, lo que simplifica el problema de optimización

A continuación, se presentan los resultados de las simulaciones desarrolladas, enfocados en el análisis del correcto orden de operación en todos los escenarios de falla, la velocidad de cálculo y los tiempos de operación calculados.

5.3.1. Resultados de simulación

Primer esquema de protección

En el caso del primer esquema de protecciones, los tiempos de operación obtenidos son presentados en la Tabla 5-1. Como puede observarse, el tiempo de operación primaria varía, debido a la interdependencia en la operación de los equipos dentro del planteamiento orientado a fallas del problema de coordinación, obteniendo tiempos entre los 10 y 300 ms. Adicionalmente, al considerar los tiempos de operación de los equipos de respaldo, se obtiene un tiempo total de actuación entre los 310 y 606 ms.

Escenario 1			Escenario 2		
Falla	Tiempo de operación Equipo Primario (ms)	Tiempo de operación Equipo de Respaldo (ms)	Falla	Tiempo de operación Equipo Primario (ms)	Tiempo de operación Equipo de Respaldo (ms)
F1	$t_{R2} = 249$	$t_{R1} = 549$	F1	$t_{R2} = 257$	$t_{R1} = 557$
		$t_{R5} = 557$			$t_{R5} = 557$
F2	$t_{R12} = 10$	$t_{R2} = 310$	F2	$t_{R12} = 10$	$t_{R13} = 310$
					$t_{R13} = 320$
F3	$t_{R2} = 275$	$t_{R1} = 606$	F3	$t_{R2} = 275$	$t_{R1} = 596$
		$t_{R5} = 575$			$t_{R5} = 575$
F4	$t_{R8} = 10$	$t_{R4} = 310$	F4	$t_{R13} = 298$	-
				$t_{R8} = 10$	$t_{R4} = 310$

Tabla 5-1: Tiempos de operación del sistema de protecciones utilizando el principio de coordinación tradicional.

Por otro lado, al considerar los caminos de protección, presentados para cada caso de falla en la Tabla 5-2, es posible observar que se obtiene una operación selectiva y ordenada, pero es requerido el bloqueo de operación en los equipos al detectar fallas hacia atrás.

Escenario 1			Escenario 2		
Falla	Equipo Primario	Equipo de Respaldo	Falla	Equipo Primario	Equipo de Respaldo
F1	R2	R1	F1	R2	R1
		R5			R5
					R10
F2	R12	R2	F2	R12	R2
					R13
F3	R2	R1	F3	R2	R1
		R5			R5
					R13
F4	R8	R4	F4	R8	R4

Tabla 5-2: Orden de operación para los equipos de protección, en todos los escenarios y casos analizados.

Considerando el segundo escenario de simulación, que implica la expansión del sistema de distribución, se observan resultados consistentes con los mencionados anteriormente. Sin embargo, fue necesario recalcular el problema de optimización para asegurar una coordinación adecuada en la operación del sistema de protecciones. Este recálculo del problema de optimización representa una de las limitaciones actuales asociadas a los sistemas tradicionales: cuando surgen modificaciones topológicas, como la incorporación de una nueva fuente de generación, todos los equipos de protección deben ser reparametrizados debido a los cambios en los caminos de protección, tal como se puede apreciar en la Tabla 5-2. Además, dado que este estudio solo consideró cuatro de los posibles escenarios de falla, el efecto de la reparametrización debido a las modificaciones topológicas puede ser aún más crítico debido al incremento en la cantidad de equipos que deben ser coordinados, lo que podría conducir a situaciones de fallo en la selectividad del sistema de protecciones.

Al evaluar la eficiencia computacional, utilizando un ordenador con un procesador Intel Core i5 de cuatro núcleos y una CPU de 2.4 GHz (la misma configuración para todas las simulaciones), se registraron tiempos de cálculo de 15 ms y 25 ms para los escenarios 1 y 2, respectivamente.

Segundo esquema de protección

En el escenario de uso del segundo esquema de protección, los tiempos de operación obtenidos son presentados en la Tabla 5-3. Como se evidencia, el tiempo de operación primario calculado es igual en todos los casos de falla (10 ms), siendo requeridos 40 ms para obtener la solución del problema de optimización distribuida. Asimismo, el tiempo calculado de

Escenario 1			Escenario 2		
Falla	Tiempo de operación Equipo Primario (ms)	Tiempo de operación Equipo de Respaldo (ms)	Falla	Tiempo de operación Equipo Primario (ms)	Tiempo de operación Equipo de Respaldo (ms)
F1	$t_{R2} = 10$	$t_{R1} = 310$	F1	$t_{R2} = 10$	$t_{R1} = 310$
		$t_{R4} = 310$			$t_{R4} = 310$
F2	$t_{R12} = 10$	$t_{R10} = 310$	F2	$t_{R10} = 10$	$t_{R13} = 310$
					$t_{R10} = 310$
F3	$t_{R10} = 10$	$t_{R2} = 310$	F3	$t_{R10} = 10$	$t_{R2} = 310$
F4	$t_{R8} = 10$	$t_{R5} = 310$	F4	$t_{R13} = 10$	–
				$t_{R8} = 10$	$t_{R5} = 310$

Tabla 5-3: Tiempos de operación del sistema de protecciones calculados para el segundo esquema de protección.

operación total, es decir, al requerir respaldo, es de 310 ms.

Por otro lado, al considerar los caminos de protección presentados en la Tabla 5-4, podemos verificar la operación selectiva que respeta el orden adecuado de actuación. En el contexto del sistema de distribución en expansión (escenario 2), se confirma la correcta operación del esquema de protecciones. A diferencia del primer esquema de protección presentado, el esquema propuesto simplifica el proceso de adaptación ante condiciones de variabilidad topológica del sistema de distribución, ya que únicamente requiere modificaciones en el tamaño del problema de optimización en los equipos dentro del vecindario del nuevo equipo conectado, en el caso analizado, R_{10} , R_{11} y R_{12} . Esta característica se debe al cálculo automático desarrollado por los algoritmos de coordinación que definen la estrategia propuesta, donde un nuevo equipo dentro del vecindario simplemente representa un nuevo elemento dentro de las matrices locales de coordinación.

Escenario 1			Escenario 2		
Falla	Equipo Primario	Equipo de Respaldo	Falla	Equipo Primario	Equipo de Respaldo
F1	R2	R1	F1	R2	R1
		R4			R4
F2	R12	R10	F2	R12	R10
					R10
F3	R10	R2	F3	R10	R2
F4	R8	R5	F4	R13	–
				R8	R5

Tabla 5-4: Tiempos de operación del sistema de protecciones utilizando el esquema de protección propuesto

Tercer esquema de protección

En el caso del último esquema de protección, los tiempos de operación calculados son idénticos a los resultados presentados para el segundo esquema de protección, reportados en la

Tabla 5-3. Sin embargo, debido a la naturaleza simplificada del problema de optimización, se requiere únicamente 20 ms para el cálculo de los tiempos de operación de los equipos. Las demás características asociadas al comportamiento del esquema ante un sistema en expansión y el cumplimiento de los caminos de protección, son de igual manera idénticas a las descritas para la primer variante del esquema de protección propuesto.

5.3.2. Discusión de resultados

Con base en los resultados presentados anteriormente, dos aspectos son claves del análisis: los tiempos de operación calculados y la velocidad de computo de los tiempos de operación.

En relación con el primer aspecto, se evidencia una notable mejora al implementar el esquema de protecciones propuesto, logrando la reducción y estandarización de los tiempos de operación de los equipos primarios a 10 ms, y del sistema completo con respaldo a 310 ms. Esta mejora se atribuye a la revisión y ajuste en los enfoques y planteamientos de los problemas de coordinación.

En primer lugar, el enfoque tradicional implica asegurar que para todos los escenarios de falla se cumplan simultáneamente las condiciones de selectividad. Sin embargo, en los escenarios ejemplificados, no se tuvieron en cuenta todos los posibles casos de falla. Al considerar estos casos adicionales, la velocidad de respuesta de los equipos parametrizados con un enfoque tradicional podría disminuir aún más, llegando incluso a no obtener una respuesta selectiva en su totalidad. Por otro lado, el enfoque del problema de coordinación distribuida se centra únicamente en los equipos directamente responsables de la operación selectiva. Este enfoque adapta el sistema, acelerando la operación y garantizando una operación coordinada.

En cuanto al segundo aspecto, en el caso del esquema de protección tradicional, el tiempo de cálculo de los parámetros, dada la naturaleza del enfoque *offline*, no incide directamente en el rendimiento inmediato del sistema de protecciones. No obstante, ante la presencia de cambios en la topología, se hace necesario reajustar todos los parámetros de los equipos en el sistema de protecciones.

Por otro lado, en el caso del esquema propuesto en sus dos variantes, los tiempos de cálculo son críticos debido a la realización de ajustes *online*, es decir, en tiempo-real. Considerando este contexto, los tiempos totales de actuación de los equipos primarios son de 50 ms y 30 ms para el segundo y tercer esquema de protección, respectivamente. Estos valores aún representan una mejora en comparación con el desempeño del esquema de protección tradicional. Además, la naturaleza adaptable de cada equipo de protecciones en el esquema propuesto facilita el seguimiento de modificaciones topológicas de manera eficiente.

Considerando que, hasta este momento, las simulaciones se llevaron a cabo en el mismo equipo de cómputo, la naturaleza distribuida y los posibles retrasos inherentes a los procesos de comunicación y cálculo no se han considerado en los resultados que han sido presentados y analizados. Por esta razón, en la siguiente sección se lleva a cabo una validación en tiempo-real del esquema de protección propuesto, utilizando una aproximación simplificada del problema de coordinación distribuida y tomando en cuenta el empleo de un microprocesador de bajo costo.

5.4. Simulaciones en tiempo-real

Las simulaciones en tiempo-real permiten el desarrollo de evaluaciones de prototipado rápido, determinando las características y mejoras de un equipo bajo diseño. Para el caso de esta investigación, a continuación es presentada la configuración experimental utilizada, basada en las propuestas presentadas en [23, 33].

5.4.1. Configuración experimental para simulaciones en tiempo-real

La configuración experimental diseñada para evaluar el rendimiento de la estrategia de protección implementada en un microcontrolador de bajo costo se ilustra en la Figura 5-2. Como se muestra en dicha figura, las simulaciones en tiempo real se dividen en dos componentes principales: los elementos simulados y el hardware externo. Esta división permite una evaluación integral y precisa del desempeño del sistema en un entorno de pruebas controlado y representativo.

Elementos simulados

Los elementos simulados corresponden a los equipos cuyo comportamiento es simulado dentro de un modelo que define el comportamiento del simulador en tiempo real, el cual, corresponde a un equipo OPAL-RT OP4510. Específicamente, el modelo de simulación utilizado es el modelo de referencia del CIGRE MV, presentado en la Figura 5-1. Dentro de este modelo, el comportamiento de 12 de los 13 equipos de protección junto a sus unidades auxiliares de protección (APUs por sus siglas en inglés), es emulado, así como las condiciones de falla y todos los elementos que conforman el sistema de distribución. Las APU son programadas con los algoritmos de protección propuestos, permitiendo dotar a los equipos de protección con la característica de adaptabilidad deseada.

Adicionalmente, un bus de procesos es emulado para lograr la interacción entre los elementos emulados dentro del simulador en tiempo real y los equipos definidos como hardware externo. El principal objetivo de este bus de procesos es permitir el intercambio de información entre el simulador en tiempo real y el hardware externo sobre el que se implementa el equipo deno-

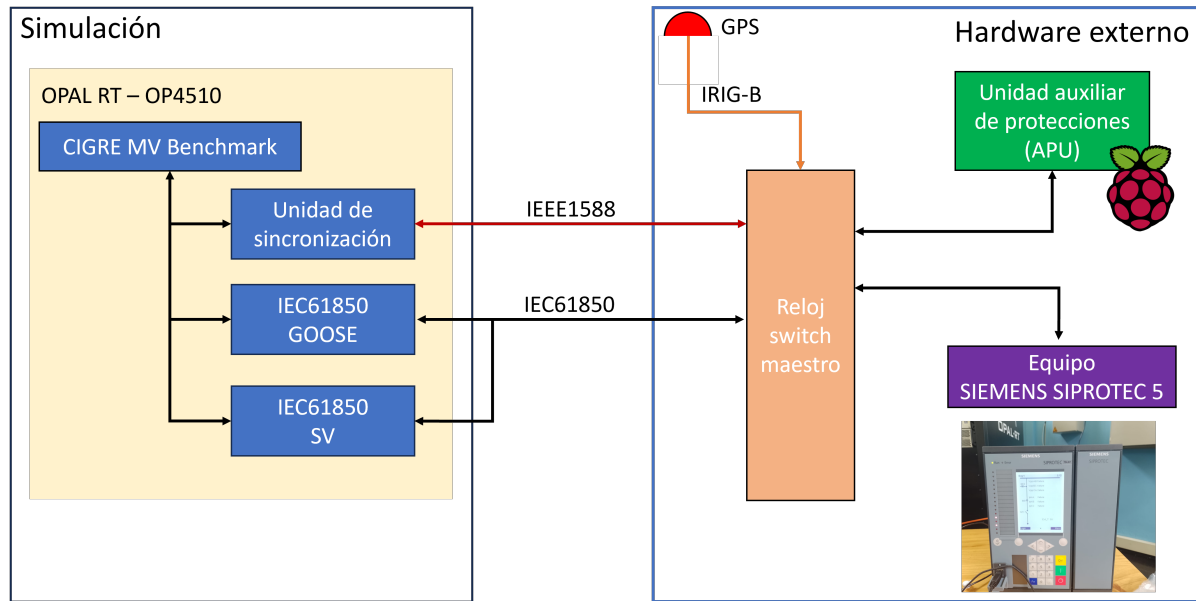


Figura 5-2: Diagrama esquemático del montaje experimental para simulaciones en tiempo real propuesto.

minado como “equipo bajo prueba”, utilizando mensajería GOOSE, así como la publicación de las mediciones por medio del protocolo SV. Este bus de procesos requiere la definición y parametrización del módulo de comunicaciones disponible en el OP 4510, permitiendo la transmisión y lectura de mensajería GOOSE y SV a través de *ETHERNET*.

Adicionalmente, debido a la criticidad de tiempo de la aplicación de protecciones, la IEC 61850 define requerimientos de sincronización de tiempo entre los diferentes equipos presentes en una red de comunicación. Por lo anterior, junto al módulo de comunicaciones para IEC 61850, se utiliza una tarjeta Oregano Syn1588, disponible dentro de los módulos de comunicaciones del OPAL, permitiendo la sincronía entre las simulaciones desarrolladas y los equipos emulados en el hardware externo.

Hardware externo

Considerando el objetivo de evaluar el desempeño del esquema de protecciones en un entorno más realista, como hardware externo son definidos los equipos que conformarían un equipo de protecciones, es decir, la APU y el equipo de protecciones. Específicamente, el equipo escogido para emular su comportamiento corresponde al marcado en verde en la Figura 5-1 y denominado “equipo bajo prueba”.

Para emular el comportamiento del equipo de protecciones, dos equipos son utilizados: una Raspberry Pi 4, implementando la APU y un relé Siemens Siptrotec 5, representando un

equipo sin capacidad de adaptación. Por un lado, la Raspberry Pi 4 es programada con los algoritmos de protección propuestos y descritos en el capítulo 4 utilizando la formulación simplificada, es decir, el uso de funciones de tiempo definido. Lo anterior busca reducir al máximo los retardos de computo considerando las limitaciones de desempeño que puede tener el microcontrolador. De la mano con la programación de los algoritmos de protección, considerando el uso de un bus de procesos, dentro de la Raspberry es creado un modulo de comunicaciones que permite el intercambio de mensajería GOOSE y SV, programado a partir de la librería *open-source* “LIBIEC61850”, presentada en [57]. El código final de implementación es escrito en lenguaje C, considerando el lenguaje nativo de la librería “LIBIEC61850”.

Adicionalmente, los algoritmos implementados dentro de la APU toman los valores presentados en la Tabla 5-5. El factor de corrección Sc se selecciona considerando una corriente de cortocircuito máximo de las fuentes de generación basadas en inversores de $1,2I_n$. Los valores de θ_{lim} y $\theta_{lim,2}$, críticos para el correcto comportamiento del esquema de protecciones, son escogidos considerando errores en las mediciones de tensión, corriente y cálculos de impedancias equivalentes. El tiempo mínimo de operación $t_{op,min}$ es seleccionado cercano a 0, buscando obtener una rápida operación primaria. Finalmente, el valor de CTI es seleccionado siguiendo valores estándares, entre 300-500 ms, buscando garantizar una operación segura entre equipos primarios y de respaldo [19].

Parámetro	Valor
Sc	1,2
θ_{lim}	5°
$\theta_{lim,2}$	87°
$t_{op,min}$	10ms
CTI	300ms

Tabla 5-5: Parámetros definidos para los algoritmos del esquema de protecciones propuesto.

Por el otro lado, lograr la respuesta dinámica del equipo Siptrotec 5 representó un reto de aplicación. El problema detrás de la aplicación requerida corresponde a el bloqueo de la actualización *online* y automática de los parámetros de una función de protección utilizando mensajes IEC 61850, causada por las *Functional Constraints* (FC) establecidas de fábrica sobre el relé. Considerando lo anterior, para lograr la operación del equipo de forma adaptativa es programado un esquema lógico, que de forma sintética permite crear una función de protección que toma en cuenta los tiempos actualizados y transmitidos desde la APU. El esquema se presenta en la Figura 5-3.

Inicialmente, dentro del equipo de protecciones se define una función de subtensión con un tiempo de operación muy largo y con tensión de arranque igual a la definida como límite operativo del sistema de distribución. Al detectarse una condición de falla, la APU actualiza el tiempo de operación (t_x), así como la función de subtensión emite su comando de

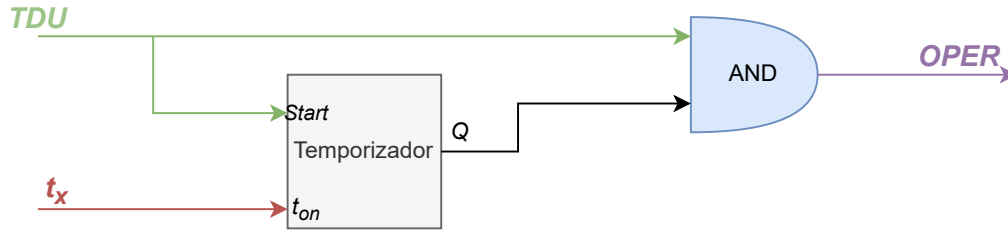


Figura 5-3: Esquema lógico para operación adaptativa programada en el Relé Siprotec 5.

arranque ($TDU = 1$). Utilizando el comando de arranque, un temporizador inicia el conteo de operación considerando el tiempo transmitido por la APU, donde al cumplirse el tiempo ($Q = 1$) y siempre y cuando se mantenga el arranque de la función de subtensión, el relé transmite el comando de apertura ($OPER$).

Finalmente, considerando el requerimiento de sincronización de tiempo, un reloj GPS es configurado como reloj maestro. Desde este equipo, utilizando mensajes IEEE 1588, son enviadas las tramas de sincronización hacia el relé Siprotec 5 y el OPAL, permitiendo la correcta transmisión de mensajes entre todos los equipos.

la Figura 5-4 muestra el montaje completo de las simulaciones en tiempo-real.



Figura 5-4: Montaje completo para simulaciones en tiempo-real.

En este contexto, la prueba de *Hardware-in-the-Loop*, esquematizada en 5-5 consiste en desarrollar la simulación del modelo de red definido, transmitiendo en tiempo real los valores de medidas asociados al punto *R10*, por medio de mensajería SV. A partir de estas mediciones, al presentarse un escenario de falla, tanto los equipos de protección emulados como el implementado deben reconocer el evento de falla considerando sus mediciones locales. Al determinar la aparición de un evento de falla, cada una de la APU's inicia el proceso de coordinación distribuida transmitiendo mensajes a sus vecinos. En el caso del equipo implementado, se presentaría intercambio de información entre este y los equipos emulados. El intercambio de información debe concluir con la actualización de los ajustes en los equipos de protección. Finalmente, al cumplir el tiempo de escalonamiento actualizado, dentro del simulador se observa el orden de operación de cada uno de los equipos, permitiendo definir características críticas como, retardos de tiempo de computo o comunicación, tiempos totales de operación y características de selectividad.

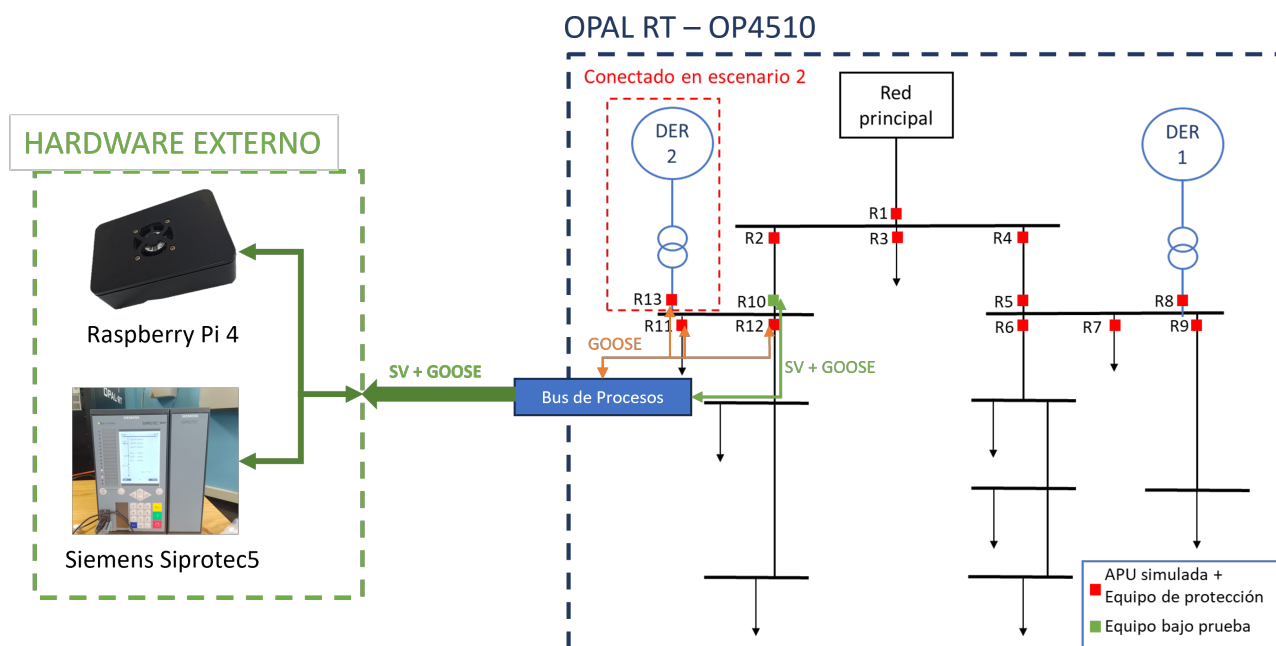


Figura 5-5: Esquema de simulación completo para las pruebas de *Hardware-in-the-Loop*.

Con base en lo anterior, a continuación se presentan los resultados de la validación en tiempo-real del esquema de protecciones propuesto.

5.4.2. Resultados de simulación en tiempo-real

La Tabla 5-6 presenta los tiempos de operación calculados para cada una de las APU's emuladas e implementadas en los dos escenarios. Además, en las Figuras 5-6 y 5-7 se ejemplifican, por medio de los casos de Falla 1 y 3, el análisis de los flujos de corriente de falla

para determinar los órdenes de operación adecuados a partir de la localización de la falla y garantizando la selectividad en la operación.

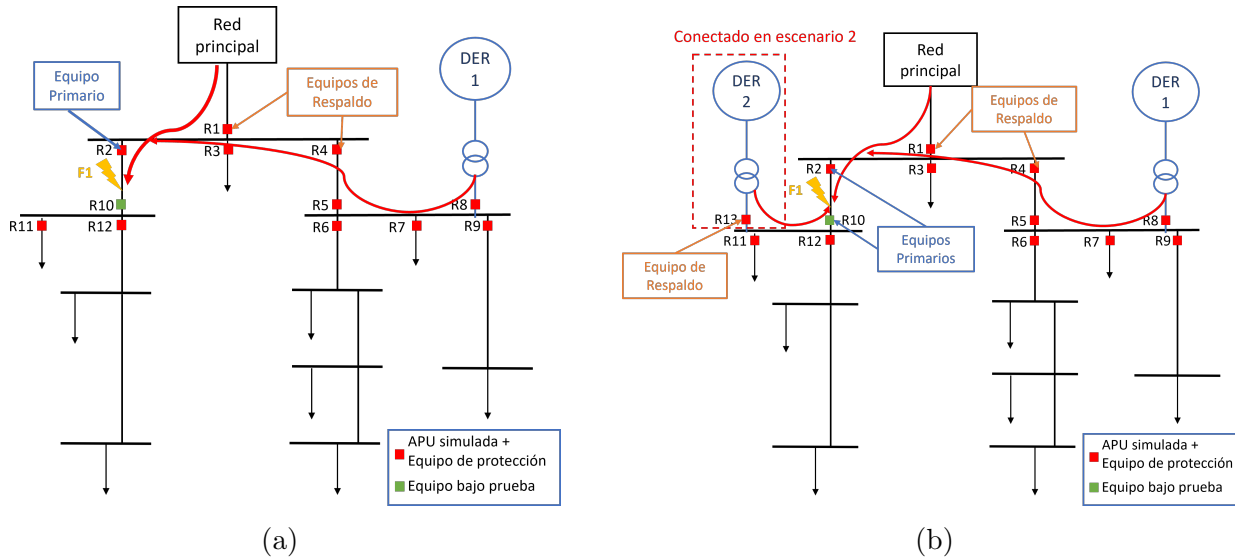


Figura 5-6: Flujos de corriente representativos y definición de equipos primarios y de respaldo para el caso de falla 1 en el primer escenario 5-6a y el segundo escenario 5-6b

En el caso del primer escenario, es posible afirmar la correcta operación del sistema de protecciones, evidenciada en una adecuada sensibilidad, velocidad y coordinación de la operación de los equipos. Desarrollando un análisis de flujo, como el ejemplificado en las Figuras 5-6 y 5-7, en todos los casos de falla los equipos logran detectar y estimar la dirección adecuada del punto de falla, definiendo el orden de operación acorde al camino de protección necesario. Asimismo, se obtiene una operación del sistema en un tiempo máximo de 310ms en casos de respaldo y operaciones veloces primarias de 10ms. Adicionalmente, en escenarios de falla donde se requiera respaldo remoto (Falla F3, ejemplificado en la Figura 5-7), el esquema de protecciones permite definir un segundo equipo de protección de respaldo, coordinado dentro del camino de protecciones adecuado, aumentando la confiabilidad del esquema de protecciones.

Del mismo modo, al analizar los tiempos de operación calculados en el segundo escenario, se confirma la eficacia del esquema de protecciones incluso en sistemas en expansión. Este esquema mantiene características clave como la sensibilidad, rapidez y coordinación en la operación. La integración de un nuevo equipo de protección no altera la coordinación entre los equipos emulados y el equipo implementado, destacando así la capacidad adaptativa del esquema de protecciones propuesto. Además, la incorporación de un nuevo equipo de protecciones no requiere una re-parametrización ni recalcu exhaustivo de todos los equipos existentes en el sistema. Como fue explicado en la sección anterior, basta con ajustar las di-

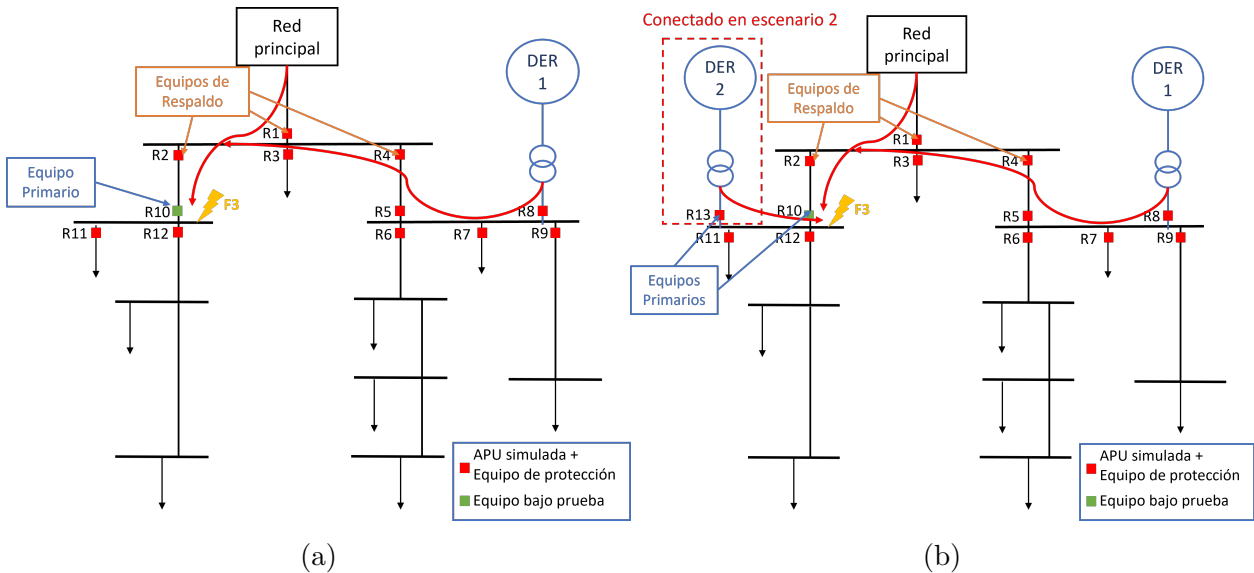


Figura 5-7: Flujos de corriente representativos y definición de equipos primarios y de respaldo para el caso de falla 3 en el primer escenario 5-7a y el segundo escenario 5-7b

mensiones de los problemas de optimización dentro de los equipos “vecinos” al nuevo equipo conectado para garantizar un funcionamiento adecuado.

Finalizando con la evaluación del esquema de protecciones, se ilustra en la Figura 5-8 un diagrama de eventos contra tiempo que muestra la operación del esquema en el segundo escenario, específicamente para el caso de la falla F3 (una situación críticamente temporal debido a la necesidad de que el equipo implementado actúe como equipo primario). Este diagrama revela que, tras detectarse una condición de falla en $t = 0, s$, la APU implementada tarda $350, ms$ en calcular y comunicar su tiempo de operación. A continuación, el equipo SIPROTEC 5 ejecuta su comando de operación en el intervalo previsto y determinado por la APU implementada. Por otro lado, los equipos simulados necesitan $20, ms$ adicionales para calcular y comunicar sus respectivos tiempos de operación coordinados.

Al analizar las diferencias en los tiempos de cálculo entre la APU implementada y las APUs emuladas, se evidencia un retraso que señala una eficiencia computacional limitada del microcontrolador utilizado (escogido debido a limitaciones en el presupuesto). Considerando este comportamiento, el tiempo de operación primaria ($360, ms$) y el tiempo de operación total al requerir respaldo ($670, ms$), obtenidos para el esquema propuesto, representan un sistema de protección con una velocidad de operación similar a la de un esquema tradicional. Sin embargo, teniendo en cuenta las diferencias en eficiencia computacional entre los cálculos y comunicaciones de la APU implementada frente a las emuladas en el OPAL, es posible concluir que al cambiar el microcontrolador y mejorar la eficiencia computacional,

Caso de Falla	Escenario 1		Escenario 2	
	Tiempo de operación equipo primario (ms)	Tiempo de operación equipo de respaldo(ms)	Tiempo de operación equipo primario (ms)	Tiempo de operación equipo de respaldo(ms)
F1	$t_{R2} = 10$	$t_{R1} = 310$	$t_{R2} = 10$	$t_{R1} = 310$
		$t_{R4} = 310$		$t_{R4} = 310$
F2	$t_{R12} = 10$	$t_{R10} = 310$	$t_{R12} = 10$	$t_{R10} = 310$
				$t_{R13} = 310$
F3	$t_{R10} = 10$	$t_{R2} = 310$	$t_{R10} = 10$	$t_{R2} = 310$
				$t_{R1} = 610$
F4	$t_{R8} = 10$	$t_{R5} = 310$	$t_{R8} = 10$	$t_{R4} = 610$
				$t_{R13} = 10$

Tabla 5-6: Tiempos de operación del sistema de protecciones para los escenarios de falla 1 y 2.

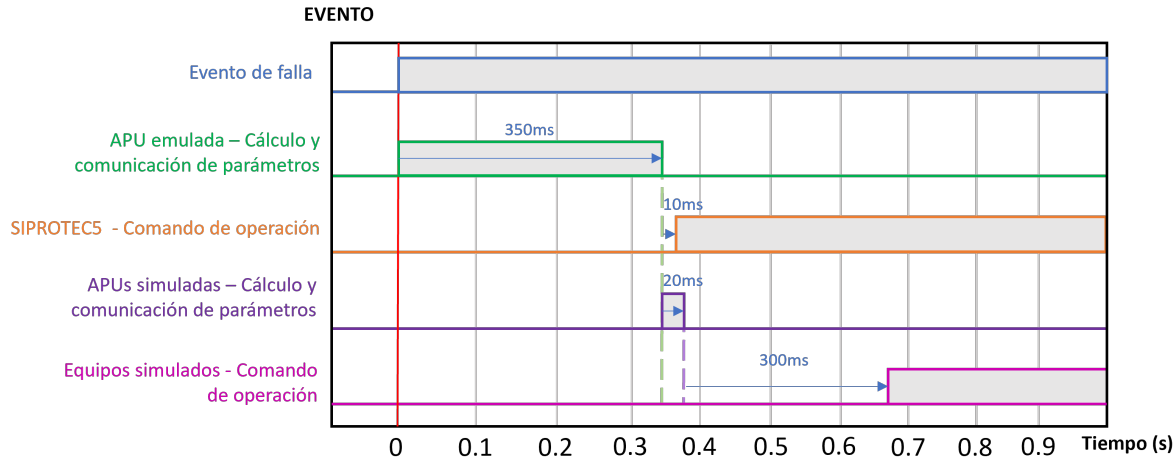


Figura 5-8: Ejemplo de diagrama de eventos/tiempo para el segundo escenario de falla en el caso F3, definiendo el equipo emulado como equipo primario.

estos tiempos de operación pueden reducirse, lo que permitiría no solo un sistema de protección simplificado, adaptable y selectivo, sino también con mayor velocidad de operación frente a los esquemas tradicionales.

5.5. Conclusiones

Este capítulo presenta los resultados comparativos principales entre un esquema de coordinación tradicional de sobrecorriente restringida por sub-tensión y dos variantes del esquema de protecciones propuesto, modificando la aproximación del problema de optimización distribuida. A partir de las simulaciones *offline* desarrolladas, se destacan las características mejoradas del esquema de protecciones propuesto, evidenciadas principalmente en el incremento de la velocidad de actuación (definida por los tiempos calculados de operación) y la

adaptabilidad simplificada al considerar sistemas en expansión.

Buscando evaluar el desempeño del esquema en condiciones más cercanas a la realidad, al concluir el capítulo, se traslada el esquema de protecciones propuesto a un entorno experimental para realizar simulaciones en tiempo real. Los resultados más significativos de esta fase experimental incluyen la exitosa adaptación de un equipo comercial a la flexibilidad requerida por el esquema de protecciones propuesto. Sin embargo, se observa que las limitaciones en la capacidad de cálculo del equipo utilizado para emular la Unidad Auxiliar de Protecciones (APU) impactan en la rapidez del sistema de protecciones. Esto resulta en tiempos de operación que son comparables a aquellos obtenidos con el esquema tradicional simulado, a pesar de las innovaciones aplicadas.

Esta revisión destaca los avances y desafíos encontrados en el desarrollo y evaluación del esquema de protecciones propuesto, subrayando tanto sus potenciales beneficios como las limitaciones prácticas enfrentadas durante las pruebas experimentales.

6 Conclusiones y Trabajo Futuro

6.1. Conclusiones

Al examinar los resultados y análisis expuestos, se puede concluir que los objetivos planteados fueron cumplidos en su totalidad, resultando en la formulación y prueba de una estrategia de protecciones avanzada y novedosa. Las principales características de esta estrategia son la adaptabilidad y sencillez, que permiten responder a algunos de los retos asociados con la integración de microrredes con fuentes de generación basadas en inversores, garantizando principalmente la operación veloz y selectiva.

El proceso metodológico usado para la formulación de la estrategia de protecciones constó de tres etapas: primero, la evaluación del comportamiento en falla de las fuentes de generación basadas en inversores a través de simulaciones; segundo, el diseño de los esquemas y algoritmos de protecciones considerando las características y particularidades del sistema analizado; y tercero, la evaluación de la estrategia de protecciones. Alrededor de cada una de estas etapas, a continuación son resumidas las principales conclusiones obtenidas.

Inicialmente, la evaluación del comportamiento en falla de las fuentes de generación basadas en inversores ratifica la alta controlabilidad de este tipo de generación, la cual, bajo una correcta parametrización, permite afrontar algunos de los retos técnicos inherentes al uso de esta tecnología. Por ejemplo, como fue descrito y analizado en esta tesis, a partir de la modificación de un parámetro de control, es posible mejorar el desempeño de las funciones de direccionalidad típicamente utilizadas.

Por su parte, la formulación de la estrategia de protecciones se construye en función de las características establecidas sobre el comportamiento en falla de las fuentes de generación basadas en inversores. Por un lado, tomando en cuenta el soporte de tensión que estas deben tener, los márgenes de tiempo de soporte permiten pensar en una mejora en la confiabilidad del servicio al poder aplicar el principio de selectividad, pero requiriendo de una operación rápida y adaptable. Por otro lado, dado que, según la literatura consultada, ya no se presenta un cambio drástico y considerable en las corrientes durante fallas, es definida una característica adicional asociada a este cambio de paradigma, típicamente usado para el diseño de sistemas de protección en distribución.

Con estas características en mente, son definidos 2 algoritmos principales: el primero, asocia-

do a la detección de condiciones de falla, especializado en las particularidades mencionadas; y el segundo, un algoritmo de coordinación online, el cual, utilizando un problema de optimización simplificado a partir del uso de conceptos de optimización distribuida, permite adaptar los equipos de protección utilizando comunicaciones entre estos. Estos esquemas resultan en la formulación de una estrategia de protecciones sencilla, adaptable y que restaura la sensibilidad de las funciones de protección.

Finalmente, la tercera etapa es a su vez dividida en dos partes. Una primera parte, durante la cual fue evaluado en simulación el desempeño del esquema propuesto frente a un esquema de coordinación tradicional, dando como resultados el incremento en la velocidad de actuación, la garantía de selectividad en la operación y la restauración de la sensibilidad del sistema de protecciones. Adicionalmente, debido a su carácter distribuido, la estrategia propuesta permite de forma sencilla la adecuación del sistema de protecciones a las expansiones o cambios en los sistemas de distribución. En la segunda parte, tratando de evaluar el desempeño de la estrategia propuesta en un entorno más realista, se propone e implementa una configuración experimental en tiempo real, la cual, utilizando conceptos de subestaciones digitales, permite evaluar el comportamiento de los esquemas planteados al estar implementados en un microcontrolador de bajo costo e interactuando con un relé de protección comercial. Los resultados obtenidos de esta validación se resumen en lograr traer a equipos no-adaptativos esta característica, garantizando los objetivos buscados de operaciones selectivas, la restauración de la sensibilidad en la identificación de condiciones de falla y una velocidad de operación comparable a la de los esquemas tradicionales (mejorable al utilizar un microcontrolador con mejor eficiencia frente al utilizado).

6.1.1. Contribuciones

Las principales contribuciones de esta tesis pueden ser resumidas como sigue:

- Una estrategia de protecciones novedosa que permite responder a los retos dados por la penetración de fuentes de generación basadas en inversores en un sistema de distribución. Las principales características de la estrategia están dadas por: la consideración de la parametrización de la respuesta en falla de las fuentes de generación basadas en inversores y el uso de un esquema de protección adaptativo sencillo basado en comunicaciones y algoritmos de coordinación distribuida.
- Un análisis de sensibilidad por medio de simulación, relacionado a la controlabilidad de la respuesta en falla de un modelo de IBR, considerando los efectos sobre las características de soporte de tensión y el soporte a la función de direccionalidad, típica en sistemas de protecciones con flujos bidireccionales.
- Un esquema de protecciones innovador, fundamentado en el principio de coordinación distribuida y el uso de representaciones matriciales de los caminos locales de protección

a cada equipo. Las características del esquema fueron puestas a prueba, mostrando las ventajas sobre esquemas tradicionales, principalmente asociadas a la mejora en los tiempos de operación de los sistemas de protección, la garantía de la selectividad al reducir la complejidad de los problemas de optimización y la idoneidad para simplificar la expansión del sistema de protecciones.

- Un esquema de simulación en tiempo real idóneo para la prueba de algoritmos y esquemas de protección avanzados, utilizando y emulando entornos de subestaciones digitales siguiendo la IEC 61850. El esquema propuesto, fue utilizado para evaluar el desempeño del esquema de protecciones implementado en un microcontrolador de bajo costo, logrando dotar a un equipo comercial con la adaptabilidad definida por el esquema propuesto.

Vale la pena aclarar que las contribuciones presentadas en el capítulo 4 fueron publicadas en [43], mientras que aquellas presentadas en el capítulo 5 fueron sometidas para publicación en [44].

6.2. Trabajo futuro

Considerando el contexto y resultados presentados en esta tesis, los trabajos futuros pueden ser orientados hacia:

- El desarrollo de una metodología de parametrización de los limitadores de corriente en los IBRS, por ejemplo, a partir de herramientas de aprendizaje de máquina, enfocada en lograr un apoyo y mejora del desempeño de las funciones de protección al aprovechar la controlabilidad de estas fuentes de generación.
- La prueba de la estrategia de protecciones propuesta ante condiciones de falla desbalanceadas, considerando el efecto de la aparición de corrientes de secuencia negativa y cero.
- La actualización del esquema de simulaciones en tiempo real, considerando la implementación de múltiples APUs emuladas en microcontroladores de mayor capacidad, acercando el entorno de pruebas a una aplicación real.

Bibliografía

- [1] M. J. Reno, S. Brahma, A. Bidram, and M. E. Ropp, “Influence of inverter-based resources on microgrid protection: Part 1: Microgrids in radial distribution systems,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 19, pp. 36–46, 5 2021.
- [2] M. E. Ropp and M. J. Reno, “Influence of inverter-based resources on microgrid protection: Part 2: Secondary networks and microgrid protection,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 19, pp. 47–57, 5 2021.
- [3] S. Manson and E. McCullough, “Practical microgrid protection solutions: Promises and challenges,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 19, 2021.
- [4] A. A. Memon and K. Kauhaniemi, “A critical review of ac microgrid protection issues and available solutions,” 2015.
- [5] B. J. Brearley and R. R. Prabu, “A review on issues and approaches for microgrid protection,” 2017.
- [6] S. A. Gopalan, V. Sreeram, and H. H. Iu, “A review of coordination strategies and protection schemes for microgrids,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 32, 2014.
- [7] D. B. Rathnayake, M. Akrami, C. Phurailatpam, S. P. Me, S. Hadavi, G. Jayasinghe, S. Zabihi, and B. Bahrani, “Grid forming inverter modeling, control, and applications,” *IEEE Access*, vol. 9, 2021.
- [8] R. Furlaneto, I. Kocar, A. Grilo-Pavani, U. Karaagac, A. Haddadi, and E. Farantatos, “Short circuit network equivalents of systems with inverter-based resources,” *Electric Power Systems Research*, vol. 199, p. 107314, 10 2021.
- [9] I. S. Association, *IEEE Std. 1547-2018. Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*, 2018.
- [10] CREG, “Resolución creg 060 de 2019,” 2019.
- [11] R. Kabiri, D. G. Holmes, and B. P. McGrath, “Control of active and reactive power ripple to mitigate unbalanced grid voltages,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 52, pp. 1660–1668, 3 2016.

-
- [12] A. Tayyebi, D. Groß, A. Anta, F. Kupzog, and F. Dörfler, “Interactions of grid-forming power converters and synchronous machines,” 2 2019.
- [13] B. Fan and X. Wang, “Equivalent circuit model of grid-forming converters with circular current limiter for transient stability analysis,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 37, 2022.
- [14] B. Mahamedi, J. G. Zhu, M. Eskandari, L. Li, and A. Mehrizi-Sani, “Analysis of fault response of inverter-interfaced distributed generators in sequence networks,” 2018.
- [15] A. Haddadi, I. Kocar, J. Mahseredjian, U. Karaagac, and E. Farantatos, “Performance of phase comparison line protection under inverter-based resources and impact of the german grid code,” *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, vol. 2020-August, 2020.
- [16] B. Mahamedi and J. E. Fletcher, “The equivalent models of grid-forming inverters in the sequence domain for the steady-state analysis of power systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, 2020.
- [17] V. C. Cunha, T. Kim, N. Barry, P. Siratarnsophon, S. Santoso, W. Freitas, D. Ramasubramanian, and R. C. Dugan, “Generalized formulation of steady-state equivalent circuit models of grid-forming inverters,” *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, vol. 8, 2021.
- [18] A. Haddadi, E. Farantatos, I. Kocar, and U. Karaagac, “Impact of inverter based resources on system protection,” *Energies*, vol. 14, 2021.
- [19] I.-S. S. Board., “Ieee std 242-2001 (revision of ieee std 242-1986) [ieee buff book],” *IEEE Std 242-2001 (Revision of IEEE Std 242-1986) [IEEE Buff Book]*, 2001.
- [20] W. A. Elmore, *Protective Relaying Theory and Applications*, 2003.
- [21] A. Haddadi, M. Zhao, I. Kocar, E. Farantatos, and F. Martinez, “Impact of inverter-based resources on memory-polarized distance and directional protective relay elements,” *2020 52nd North American Power Symposium, NAPS 2020*, 4 2021.
- [22] H. C. Kiliçkiran, İbrahim Şengör, H. Akdemir, B. Kekezoğlu, O. Erdinç, and N. G. Paterakis, “Power system protection with digital overcurrent relays: A review of non-standard characteristics,” *Electric Power Systems Research*, vol. 164, pp. 89–102, 11 2018.
- [23] P. Barra, V. Lacerda, R. Fernandes, and D. Coury, “A hardware-in-the-loop testbed for microgrid protection considering non-standard curves,” *Electric Power Systems Research*, vol. 196, p. 107242, 7 2021.

- [24] H. Cao, D. Zhang, and S. Yi, "Real-time machine learning-based fault detection, classification, and locating in large scale solar energy-based systems: Digital twin simulation," *Solar Energy*, vol. 251, pp. 77–85, 2 2023.
- [25] F. Aminifar, S. Teimourzadeh, A. Shahsavari, M. Savaghebi, and M. S. Golsorkhi, "Machine learning for protection of distribution networks and power electronics-interfaced systems," *Electricity Journal*, vol. 34, 2021.
- [26] J. Marín-Quintero, C. Orozco-Henao, W. Percybrooks, J. C. Vélez, O. D. Montoya, and W. Gil-González, "Toward an adaptive protection scheme in active distribution networks: Intelligent approach fault detector," *Applied Soft Computing*, vol. 98, p. 106839, 1 2021.
- [27] R. Eslami and S. A. Hosseini, "A comprehensive method for fault detection in AC/DC hybrid microgrid," *Electric Power Components and Systems*, vol. 50, 2022.
- [28] M. A. Zamani, A. Yazdani, and T. S. Sidhu, "A communication-assisted protection strategy for inverter-based medium-voltage microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, 2012.
- [29] C. Chandraratne, T. Logenthiran, R. T. Naayagi, and W. L. Woo, "Overview of adaptive protection system for modern power systems," *International Conference on Innovative Smart Grid Technologies, ISGT Asia 2018*, 2018.
- [30] F. B. dos Reis, J. O. C. Pinto, F. S. dos Reis, D. Issicaba, and J. G. Rolim, "Multi-agent dual strategy based adaptive protection for microgrids," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 27, p. 100501, 9 2021.
- [31] H. Wan, K. K. Li, and K. P. Wong, "An adaptive multiagent approach to protection relay coordination with distributed generators in industrial power distribution system," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 46, pp. 2118–2124, 9 2010.
- [32] D. Gutierrez-Rojas, P. H. J. Nardelli, G. Mendes, and P. Popovski, "Review of the state of the art on adaptive protection for microgrids based on communications," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 17, 2021.
- [33] V. A. Papaspiliotopoulos, G. N. Korres, V. A. Kleftakis, and N. D. Hatziargyriou, "Hardware-in-the-loop design and optimal setting of adaptive protection schemes for distribution systems with distributed generation," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, 2017.
- [34] M. Sadoughi, M. Hojjat, and M. H. Abardeh, "Smart overcurrent relay for operating in islanded and grid-connected modes of a micro-grid without needing communication systems," *Energy Systems*, vol. 13, 2022.

-
- [35] J. Marín-Quintero, C. Orozco-Henao, J. C. Velez, and A. Bretas, “Micro grids decentralized hybrid data-driven cuckoo search based adaptive protection model,” *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, vol. 130, p. 106960, 9 2021.
- [36] M. A. U. Khan, Q. Hong, A. Egea-Álvarez, A. Dyško, and C. Booth, “A communication-free active unit protection scheme for inverter dominated islanded microgrids,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 142, 2022.
- [37] B. K. Chaitanya, A. Yadav, and M. Pazoki, “An improved differential protection scheme for micro-grid using time-frequency transform,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 111, 2019.
- [38] P. T. Manditereza and R. C. Bansal, “Protection of microgrids using voltage-based power differential and sensitivity analysis,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 118, 2020.
- [39] Y. Wang, M. Wen, and Y. Chen, “A novel directional element for transmission line connecting inverter-interfaced renewable energy power plant,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 145, 2023.
- [40] Z. Alhadrawi, M. N. Abdullah, and H. Mokhlis, “Differential protection scheme for a micro grid with inverter-type sources based on positive sequence fault currents,” *International Journal of Integrated Engineering*, vol. 14, 2022.
- [41] S. P. Tiwari, E. Koley, and S. Ghosh, “Communication-less ensemble classifier-based protection scheme for dc microgrid with adaptiveness to network reconfiguration and weather intermittency,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 26, 2021.
- [42] X. Xu, H. Wen, L. Jiang, and Y. Hu, “Hybrid control and protection scheme for inverter dominated microgrids,” *Journal of Power Electronics*, vol. 17, pp. 744–755, 2017.
- [43] M. Acevedo-Iles, D. Romero-Quete, E. Mojica-Nava, and C. A. Cortes, “Distributed protection coordination algorithm applied to overcurrent-based schemes,” *2023 IEEE Belgrade PowerTech*, pp. 1–6, 6 2023.
- [44] M. Acevedo-Iles, D. Romero-Quete, and C. A. Cortes, “An Integrated Protection Scheme for Active Distribution Networks Based on a Distributed Coordination Algorithm,” 2023, Manuscript submitted for publication on “IEEE Transactions on power delivery”.
- [45] Y. Chen, T. Ji, M. Li, Q. Wu, and X. Wang, “Power system harmonic estimation based on park transform,” *Journal of Electrical Engineering and Technology*, vol. 11, 2016.
- [46] Q. Salem, R. Aljarrah, M. Karimi, and A. Al-Quraan, “Grid-forming inverter control for power sharing in microgrids based on p/f and q/v droop characteristics,” *Sustainability (Switzerland)*, vol. 15, 2023.

-
- [47] H. Just, “Modeling and control of power converters in weak and unbalanced electric grids.” *The Deutsche Nationalbibliothek*, 2021.
- [48] M. Usama, M. Moghavvemi, H. Mokhlis, N. N. Mansor, H. Farooq, and A. Pourdaryaei, “Optimal protection coordination scheme for radial distribution network considering on/off-grid,” *IEEE Access*, vol. 9, 2021.
- [49] J. Roberts and A. Guzmán, “Directional element design and evaluation,” *21st Annual Western Protective Relay Conference*, 1994.
- [50] D. Jones and J. J. Kumm, “Future distribution feeder protection using directional over-current elements,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 50, 2014.
- [51] IEC Technical Committee 57, *Communication networks and systems for power utility automation. Part 7-2, Basic information and communication structure—abstract communication service interface (ACSI)*.
- [52] —, *Communication networks and systems for power utility automation. Part 9-2, Specific communication service mapping (SCSM)—sampled values over ISO/IEC 8802-3*, 2011.
- [53] E. Mojica-Nava, *Optimización y control en grafos*. Editorial UN, 2022.
- [54] S. Boyd, N. Parikh, E. Chu, B. Peleato, and J. Eckstein, “Distributed optimization and statistical learning via the alternating direction method of multipliers,” pp. 1–122, 2010.
- [55] C. international des grands reseaux electriques. Comite d’etudes C6. and I. Conformes), *Benchmark systems for network integration of renewable and distributed energy resources*. CIGRE, 2014.
- [56] Manuel Acevedo-Iles and David Romero-Quete and Camilo A. Cortes, “Open-Source Code of an adaptive protection scheme using LIBIEC61850,” 2023, [Online]. Available: <https://github.com/ManuAce9/Integral-Protection-Scheme>.
- [57] M. Zillgith, “Libiec61850/ lib60870 open source libraries for iec 61850 and iec 60870-5-101/104,” [Online; accessed Nov. 25,2023].