

# Protection Coordination in Microgrids: Current Weaknesses, Available Solutions and Future Challenges

Sergio D. Saldarriaga-Zuluaga, Jesús M. López-Lezama and Nicolás Muñoz-Galeano

**Abstract**—Coordination of microgrids protections is an emerging research issue due to the increasing participation of distributed generation (DG) in power grids. This review paper aims to show the current weaknesses in the coordination of protections for microgrids, as well as the available solutions and future challenges. The review evidences that microgrid protection systems must face two important aspects. The first one is the dynamic behavior presented by the microgrids that take place due to the intermittency of energy resources. The second one is related to the operation modes of the microgrids, since they may operate either connected or disconnected from the distribution network. The literature review also allowed classifying the most used protection schemes for microgrids. A comprehensive analysis which performs a discussion of the most relevant future challenges regarding microgrid protection coordination is also presented.

**Index Terms**—Microgrid, electrical protection coordination, power system protection, distributed generation.

## I. INTRODUCCIÓN

Una microrred se define como un grupo de generadores de energía distribuidos, dispositivos de almacenamiento y cargas; conectados a una red principal a través de un interruptor controlable, que proporciona energía eléctrica confiable y segura a una comunidad local [1], [2]. Las microrredes pueden considerarse como redes de distribución eléctrica controlables y a pequeña escala que son capaces de operar conectadas o desconectadas a la red eléctrica [3]. Una microrred puede operar en corriente alterna (monofásica o trifásica), corriente directa o de forma mixta; además, puede estar conectada a la red de distribución de media o baja tensión.

Recientemente, las microrredes han empezado a utilizarse como una alternativa novedosa basada en recursos energéticos distribuidos, fuentes de energía renovables, electrónica de potencia y tecnologías de la información y de la comunicación [4]. Las microrredes permiten la incorporación masiva de Generación Distribuida (GD), presentándose como una nueva y potente alternativa para satisfacer las necesidades de la creciente demanda energética. En términos generales, las microrredes tienen un impacto positivo en la integración de las fuentes de energía renovables y pueden utilizarse para mejorar el rendimiento general de las redes eléctricas [1], [5].

Sergio D. Saldarriaga-Zuluaga. Facultad de Ingeniería, Institución Universitaria Pascual Bravo. Grupo de investigación GIMEL, Universidad de Antioquia, Medellín, Colombia, e-mail: s.saldarriagazu@pascualbravo.edu.co

Jesús M. López-Lezama. Grupo de investigación GIMEL, Universidad de Antioquia, Medellín, Colombia, e-mail: jmaria.lopez@udea.edu.co

Nicolás Muñoz-Galeano. Grupo de investigación GIMEL, Universidad de Antioquia, Medellín, Colombia, e-mail: nicolas.munoz@udea.edu.co

Manuscript received April 19, 2005; revised August 26, 2015.

La implementación de las microrredes ha traído algunos retos técnicos que complican su incorporación. Diferentes autores [6]–[9] coinciden en que estos desafíos técnicos se pueden categorizar en: calidad de la potencia, operación, control, estabilidad y coordinación de protecciones. Este artículo se enfoca en la coordinación de protecciones para las microrredes de energía.

Uno de los desafíos que ha traído consigo la incorporación de microrredes es el problema de coordinación de protecciones eléctricas bajo la presencia GD. La alta participación de generación a pequeña escala acoplada a la red por medio de inversores y de GD que usa máquinas rotativas crea corrientes y flujos de potencia bidireccionales. Esto cambia la configuración de algunos nodos de la red eléctrica que antes eran tratados como nodos de carga [10], [11]. Adicionalmente, dependiendo de la ubicación y el tipo del generador los requisitos de protección son diferentes, conllevando a que el problema de la coordinación de protecciones sea cada vez más complejo.

De acuerdo con [6], los sistemas de protección en microrredes deben afrontar dos aspectos importantes. El primero es el comportamiento dinámico que presentan las microrredes que se da por la intermitencia de las cargas y del recurso energético. El segundo es la característica o modo de operación de las microrredes, puesto que estas pueden operar conectadas o desconectadas de la red de distribución.

Otro desafío se presenta en los esquemas tradicionales de protección basados en relés de sobrecorriente. Estos pueden no ser aplicables en algunos tipos de microrredes, debido a la limitación de la corriente de falla de los generadores que usan inversores. Además, la integración de las energías renovables en el sistema modifica los niveles de cortocircuito en la de red y los principios de funcionamiento de los sistemas de protección pueden ser diferentes dependiendo de la conexión a tierra de la microrred (aterrizada, multi-aterrizada o aislada) [10], [11]. Por otro lado, la integración de las energías renovables en el sistema eléctrico cambia los niveles de falla de forma dinámica, puesto que la generación es de naturaleza intermitente.

En este artículo se presenta un panorama general de las debilidades actuales, soluciones disponibles y desafíos futuros de la coordinación de protecciones en microrredes. A diferencia de otros trabajos que se centran en las características de los esquemas de protección, en este trabajo se hace énfasis en las características principales de los modelos de coordinación de protecciones. Se sintetizan y describen los desafíos más

importantes mencionados en diferentes artículos de revisión [6], [8], [10], [12]–[16]. Adicionalmente, se presenta una clasificación de los trabajos reportados en la literatura técnica con respecto a los esquemas de protección utilizados y los tipos de generadores presentes en la microrred. Lo anterior permite identificar los esquemas que pueden ser más convenientes de acuerdo a la generación presente en la microrred. Por otro lado, se analizan trabajos y modelos novedosos que se enfocan en la coordinación de protecciones que no han sido considerados en [6], [8], [10], [12]–[16]. Finalmente, se describen los retos futuros para complementar los modelos de coordinación de protecciones reportados en la literatura técnica. El artículo está compuesto de las siguientes secciones: la Sección 2 incluye los desafíos en la coordinación de protecciones para microrredes; la Sección 3 ilustra los esquemas disponibles más usados para la coordinación de protecciones en microrredes; la Sección 4 incluye el análisis de los retos futuros en la coordinación de protecciones eléctricas en microrredes; y finalmente, la Sección 5 concluye y resalta los aspectos más relevantes de la revisión.

## II. DESAFÍOS EN LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN MICRO-REDES

El diseño, la selección y la coordinación de un esquema de protección es esencial para el control y la operación confiable de los sistemas que integran energías renovables [12]. La correcta coordinación entre equipos de protección contribuye a mejorar la confiabilidad y la seguridad. Para contribuir al desarrollo de metodologías de coordinación de protección en microrredes, se requiere identificar los principales retos que estos afrontan. En la literatura técnica se han mencionado algunos de los retos más importantes. En [6], [7], [10], [12]–[19] se sintetizan algunos; los más destacados, se mencionan a continuación.

### A. Comportamiento del Cortocircuito

Las microrredes pueden operar conectadas o desconectadas de la red principal de distribución; esto aumenta la complejidad de la coordinación de protecciones, debido a las diferencias significativas que se encuentran en los niveles de cortocircuitos en los dos modos de operación [6], [20]. Los niveles de cortocircuito son mayores cuando la microrred opera conectada a la red de distribución que cuando opera en modo aislado [12]. Esto ocurre porque la generación propia de la microrred y la red principal aportan al cortocircuito. De acuerdo con [14], la corriente de falla puede ser entre 10 y 50 veces la corriente nominal cuando la microrred opera conectada a la red principal. Por otro lado, cuando la microrred opera desconectada de la red de distribución, se presentan bajos niveles de cortocircuito, debido a que las unidades de generación de la microrred son las únicas que aportan al cortocircuito. En este modo de operación, se hace difícil identificar entre niveles de falla y niveles de carga, por lo que se pueden producir disparos indeseados. De acuerdo con [14], cuando se tienen diferentes tipos de unidades generadoras, la corriente de falla puede ser 5 veces la corriente nominal. Cuando predominan las unidades conectadas por medio de

inversores, en [14] aseguran que la corriente de falla puede ser entre 2 y 3 veces la corriente nominal, mientras que las protecciones de sobrecorriente convencionales usualmente ajustan la corriente de arranque para valores que están entre 2 y 10 veces la corriente nominal.

La contribución de corriente de falla de las unidades de GD varía según el tipo de generador. De acuerdo con [21], [22], el aporte de cortocircuito de unidades síncronas es 5 veces la corriente nominal y para unidades que utilizan inversores es 1.5 veces la corriente nominal. En [17], aseguran que para unidades síncronas y asíncronas varía entre 5 y 10 veces la corriente nominal y para unidades con inversores entre 1 y 2 veces la corriente nominal. En [12], indican que para unidades síncronas hidráulicas pequeñas varía entre 5 y 6 veces la corriente nominal y para plantas solares con inversores entre 1.1 y 2 veces la corriente nominal. Por otro lado, las fuentes de energías renovables son en su mayoría de naturaleza intermitente. Debido a lo anterior, la corriente de cortocircuito varía de acuerdo al modo de operación, al tipo de unidad y al número de unidades, haciendo difícil predecir el comportamiento del cortocircuito [23].

### B. Falsos Disparos

Los falsos disparos ocurren cuando se produce una falla en una línea y esta falla recibe aportes de corto de un generador distribuido cercano. El aporte del generador llega por medio de una línea vecina que está conectada a la misma subestación. En estas circunstancias, el equipo de protección de la línea vecina podría desconectarla, causando un problema llamado "interrupción innecesaria de la línea" o "falso disparo" [6], [12], [15], [22]. La alta integración de GD genera corrientes de cortocircuito bidireccionales en las líneas, siendo la causa de los falsos disparos [12].

### C. Falsa Separación

La falsa separación se da cuando la protección ubicada en el punto de acople no puede discriminar entre una falla en la red de distribución (externa) o una falla en la microrred (interna) [14]. En [17], se sugiere que los esquemas de protección utilizados en microrredes deben estar en la capacidad de distinguir entre fallas externas e internas. Ante una falla externa, las protecciones individuales (protección anti-isla) de las unidades de GD no pueden operar antes que la protección del punto de acople. Además, las unidades de GD deben continuar operando cuando se presenta apertura o cierre del interruptor de acople. Ante fallas internas la protección de la línea o del elemento fallado debe desconectar este del resto del sistema lo más rápido posible [14].

### D. Zonas Desprotegidas

Las zonas desprotegidas se dan cuando se produce una falla en el extremo final de una línea y esta falla recibe aportes de corto de la red y de un generador distribuido en el extremo inicial. La impedancia equivalente en el punto de falla aumenta debido a la impedancia adicionada por el generador distribuido. En este caso, la corriente de falla detectada por

el relé de sobrecorriente disminuye comparado con el caso tradicional, en el cual no se considera el generador distribuido. Este problema disminuye la zona de protección del relé, que se define con la corriente de arranque del relé, por lo que no se podría proteger en su totalidad la línea [6], [12], [15].

#### E. Dificultades en Reconectores

Los sistemas de distribución tradicionalmente son radiales, por lo que se usan reconectores para desconectar fallas transitorias que se puedan presentar aguas abajo. Las fallas en los sistemas de distribución tradicionales son alimentadas por la red principal. Con la existencia de GD las fallas son alimentadas por la red principal y por estas unidades. Ante una falla, el reconector desconecta la red principal, pero en presencia de GD la falla sigue estando alimentada. En esta situación, la falla deja de ser transitoria y se convierte en permanente, lo que podría generar un arco secundario en el reconector [6], [12], [24].

#### F. Recierre sin Sincronismo

Cuando una microrred se conecta a una red de distribución se requiere de un dispositivo que realice el recierre entre los dos sistemas energizados. Adicionalmente, se deben verificar condiciones de sincronismo para evitar daños graves en equipos sensibles o en las unidades de GD [6], [14], [25]. Es necesario que la microrred pueda reconectarse con la red de distribución tan pronto como sea posible, para conectar todas las cargas previamente desconectadas. El proceso de resincronización y reconexión puede ser manual o automático y puede requerir de varios segundos a varios minutos, dependiendo de las características del sistema [14].

#### G. Selección de Equipos de Protección

La selección del dispositivo de protección depende de la velocidad requerida de operación, el nivel de voltaje y la magnitud de la corriente de falla; puede ir desde un interruptor de caja moldeada hasta un interruptor de estado sólido de alta velocidad. La velocidad de respuesta requerida por el interruptor de acople depende en gran medida de la sensibilidad de la carga. Otra consideración para la respuesta de alta velocidad del dispositivo de protección es la posible pérdida de estabilidad de la microrred debido a fallas externas o internas [14].

#### H. Protección Anti-Isla

Cuando la microrred se opera desconectada de la red de distribución es importante prestar atención a la protección anti-isla de las unidades de GD. Generalmente es necesario desactivar la protección anti-isla cuando la cantidad de GD en la microrred es alta. Si la protección anti-isla se mantiene activada esta puede causar islas incontrolables en la microrred, debido a sus rápidas características de disparo [14], [15].

#### I. Sistema de Puesta a Tierra

El método utilizado para aterrizar la microrred afecta el comportamiento y la magnitud de las corrientes de falla, cuando se presentan fallas monofásicas o bifásicas a tierra. De acuerdo con [10], [16], las microrredes se pueden clasificar de acuerdo a la forma en que son aterrizadas en: aterrizadas, multi-aterrizadas y aisladas. Es importante resaltar que los métodos mencionados también pueden afectar en diferentes medidas la seguridad de las personas.

### III. ESQUEMAS DISPONIBLES DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN MICRO-REDES

Para garantizar la correcta operación de una microrred y la seguridad de las personas es necesario implementar un esquema de protección adecuado. Es importante recordar que el objetivo principal de un sistema de protección es garantizar la seguridad de las personas y de los equipos durante la operación del sistema [19], [26]. El esquema de protecciones también debe minimizar las interrupciones del servicio de energía a los usuarios [7], [27]. De acuerdo con [17], [19] un sistema de protección debe garantizar confiabilidad, selectividad, velocidad, redundancia, seguridad y sensibilidad.

Es importante destacar que las microrredes pueden operar en media y baja tensión. En estos niveles de tensión generalmente se emplean como equipos de protección relés de sobrecorriente, relés de falla a tierra, reconectores, seccionalizadores y fusibles. Estos equipos de protección se coordinan generalmente mediante análisis del sistema en operación normal y bajo condiciones de falla [7]. La coordinación de equipos de protección basados en corriente es relativamente sencilla en sistemas de protección radiales [28]. Sin embargo, con la conexión de microrredes o de unidades de GD la naturaleza radial desaparece, lo que genera que el flujo de carga sea bidireccional [18].

#### A. Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente

En la literatura técnica se siguen dando soluciones al problema de coordinación de protecciones en microrredes utilizando relés de sobrecorriente. Estos son los más utilizados comúnmente en los sistemas de distribución, por lo que existe interés en mejorar el desempeño de estos en las microrredes. En [21] se muestran los principales problemas que presentan las protecciones de sobrecorriente y se sugieren algunas soluciones. Los autores de [29] proponen un nuevo modelo de coordinación utilizando una nueva restricción teniendo en cuenta el factor PSM (Plug Setting Multiplier). En [30], se utiliza un modelo de optimización que considera fusibles, reconectores y limitadores de corriente de falla para la coordinación de protecciones en microrredes. En [31], se propone un esquema óptimo de protecciones que utiliza relés de sobrecorriente comerciales y puede aplicable a todos los modos de operación de la microrred bajo diferentes tipos de falla.

En [19], [22], [32] se proponen protecciones de sobrecorriente adaptativas para microrredes. En este tipo de protecciones se consideran varios grupos de ajustes para cada relé. Cada uno de estos grupos de ajustes funciona para una condición de

operación específica. Los relés presentan funciones jerárquicas que definen que grupos de ajustes se deben activar de acuerdo a las condiciones operativas. Las condiciones operativas varían, en la microrred, de acuerdo al número de unidades de GD que se tengan en línea y de acuerdo a la configuración topológica.

### B. Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente Direccionales

En [33], [34], se presenta una protección de sobrecorriente direccional, que se podría evaluar en microrredes. Esta no requiere medida de voltaje y compara los ángulos de fase en operación normal y durante las fallas. La mayor dificultad de su implementación, es que requiere actualizar constantemente la dirección de las corrientes en la condición normal. En [35], se presenta un esquema de transmisión direccional basado en la corriente posterior a la falla. Este esquema no requiere medidas de voltaje y corriente prefalla, lo que lo convierte en una buena alternativa para implementar en microrredes. Los principales problemas que presentan las protecciones de sobrecorriente direccionales son: las desviaciones de frecuencia, los armónicos, los sistemas de puesta a tierra y el tiempo de cómputo. En [36], se evalúa una protección de sobrecorriente direccional para microrredes que utiliza solo medidas de corrientes y no requiere medida de voltaje.

En [37]–[39], se presentan algunas estrategias de coordinación de relés direccionales de sobrecorriente que consideran una característica de tiempo que combina corriente y voltaje. Considerando una característica de tiempo inverso ingresada por el usuario con ajustes dobles para los sistemas eléctricos en anillo. Estos trabajos buscan reducir el tiempo de operación general en sistemas de distribución que cuentan con alta penetración de GD. Finalmente, en [40] se propone un modelo de coordinación de relés direccionales tradicionales considerando contingencias.

### C. Coordinación de Protecciones de Distancia

En la literatura técnica se presentan métodos de detección de fallas en microrredes utilizando protecciones de impedancia o admitancia. Estos no son utilizados comúnmente en los sistemas de distribución, pero pueden ser una buena alternativa en microrredes donde se identifique que no se pueden utilizar protecciones de sobrecorriente. Los valores de impedancia o admitancia se calculan en cada relé usando la medida de voltaje y de corriente. En operación normal, los valores de impedancia son altos y los valores de admitancia bajos. En condición de falla, los valores de impedancia son bajos y los de admitancia son altos. En [18], [41], [42] se presentan esquemas de protección basados en admitancia que tienen una característica de tiempo inverso con valores de admitancia de la línea protegida. En [43], [44] se presentan esquemas de protección basados en relés de distancia.

### D. Coordinación de Protecciones Diferenciales

Las protecciones diferenciales son otra alternativa que puede ser utilizada en microrredes. Generalmente se utilizan para proteger generadores, transformadores, líneas cortas y barras.

La protección diferencial opera cuando detecta una falla interna y requiere una comunicación confiable para transferir datos entre terminales. Como principio de operación utiliza la ley de corrientes de Kirchoff. En [45], se presenta un esquema diferencial que utiliza relés digitales asistidos por comunicación que trabajan con medidas fasoriales sincronizadas. En [46], se propone un sistema de protección diferencial basado en energía que utiliza una transformada tiempo frecuencia conocida como transformada-S. Los autores de [47] proponen un esquema diferencial para detectar fallas a tierra en microrredes con neutro aislado en presencia de generación síncrona y acoplada con inversores.

En [48], [49] se propone una protección diferencial basada en impedancia, soportada por un sistema de comunicación. En [50] se presenta una protección diferencial inteligente que utiliza minería de datos. El esquema propuesto pre-procesa el voltaje y la corriente usando la transformada de Fourier y estima las características más afectadas en el alimentador; además utiliza un árbol de decisión para minería de datos. En [51] se propone un esquema de protección multi-agente basado en un esquema diferencia con tiempo de disparo. La variable de tiempo se usa para coordinar con las protecciones cercanas.

## IV. RETOS FUTUROS EN LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN MICRORREDES

En esta sección se presenta una revisión crítica del estado del arte sobre metodologías para la coordinación de protecciones en microrredes. Se presenta brevemente la contribución de cada trabajo, los retos futuros y los esquemas de protecciones utilizados. Estos últimos se designan de la siguiente manera: Protecciones de sobrecorriente (OC), Protecciones Direccionales de sobrecorriente (DOC), Protecciones de admitancia (Y), Protecciones de Impedancia (Z), Protecciones diferenciales (D), Protecciones que usan redes neuronales (RN) y protecciones de frecuencia (F). La clasificación de los trabajos de acuerdo de los esquemas de protecciones utilizados se presenta en la tabla I.

Adicionalmente, se realiza una clasificación de los trabajos de acuerdo a los tipos de generadores presentes en las microrredes utilizadas para probar las metodologías. Se clasificaron en tres grupos: Microrredes con generadores acoplados por medio de inversores (I), Microrredes con generadores que se acoplan por medio de máquinas rotativas (S) y microrredes que combinan ambas tecnologías. La clasificación de los trabajos de acuerdo a los tipos de generadores presentes en las microrredes utilizadas se presentan en la tabla I.

### A. Contribuciones a la Coordinación de Protecciones

En [29] se considera una nueva restricción teniendo en cuenta PSM (Plug setting Multiplier) para mejorar la coordinación de las soluciones. En [30] se propone una metodología de coordinación multiobjetivo que considera protecciones de sobrecorriente, fusibles, reconectores y limitadores de corriente de falla (FCL). En este caso se busca minimizar el número de los límites de coordinación y el número de limitadores de corriente de falla. En este se solucionó mediante

TABLA I  
ESQUEMAS Y TIPOS DE GENERADORES PRESENTES EN LAS  
MICRORREDES DE PRUEBA

Artículo	Esquema	Tipo de Generación
[29], [52]	OC	S-I
[31], [53]	OC	S
[54]–[56]	OC	I
[30]	OC -FCL	S
[57]	OC -UFCL	S
[58]	OC-Z	I
[59]	OC-DOC	S
[60]–[62]	DOC	S-I
[36], [40], [63]–[68]	DOC	S
[69]	DOC-D	I
[41], [42]	Y	I
[50]	D	S-I
[70]	D	I
[51]	D-OC	S
[71]	D-F	I
[72]	F	S-I
[73]	RN-DOC-Z	S

la técnica multiobjetivo de Algoritmos Genéticos Clasificados No-dominados. En [31] se presenta una metodología de protección que puede ser aplicable cuando la microrred está conectada a la red de distribución y cuando opera en modo aislado. Esta metodología utiliza la técnica meta-heurística de evolución diferencial y se prueba en el sistema IEEE de 9 barras y además, considera todos los tipos de fallas. En [36] Se propone un esquema de coordinación de protecciones direccionales de sobrecorriente que no utiliza medida de voltaje. Lo que permite reducir los costos de implementación respecto a esquema direccional tradicional, puesto que no necesitaría un transformador de tensión para su funcionamiento.

En [40] se propone una metodología de coordinación de protecciones que considera el criterio N-1 en líneas, generadores y subestaciones. Para ello utiliza una técnica híbrida que combina un algoritmo genético con programación lineal. En [41], [42] se presenta un nuevo esquema de protección basado en admitancias, que se coordina teniendo en cuenta reconectores. Se propone un relé de tiempo inverso basado en admitancias que utiliza una nueva estrategia de control de corriente en los inversores. La referencia [50] propone una protección diferencial inteligente basada en minería de datos. El esquema propuesto pre-procesa el voltaje y la corriente usando la transformada de fourier y estima las características más afectadas en el alimentador. Utiliza un árbol de decisión para la minería de datos. En [40] se presenta un esquema diferencial de protección multi-agente considerando fusibles y curvas para el tiempo de disparo de la protección. La variable de tiempo se usa para coordinar con las protecciones cercanas.

En [63] los autores plantean un índice para medir el impacto por el ingreso de generación distribuida en el sistema de protección del sistema de distribución. La referencia [70] presenta una protección diferencial inteligente basada en transformada Wavelet y minería de datos. Utiliza corrientes de secuencia cero y de secuencia negativa. En [54] proponen un método para preservar la coordinación de la protección teniendo en cuenta la instalación futura de sistemas fotovoltaicos con cualquier nivel de penetración y diferentes ubicaciones a lo

largo del alimentador de distribución. Dependiendo de la accesibilidad de la configuración del dispositivo de protección o los parámetros de control de PV, el método propuesto modifica la curva característica existente de los dispositivos de sobrecorriente o limita la corriente de salida de las fuentes PV respectivamente.

En [60] se presenta una metodología de coordinación de protecciones sobrecorriente direccionales que tienen en cuenta diferentes curvas características. En [57] se plantea una metodología para estimar el valor óptimo de la resistencia UFCL (unidirectional fault current limiter) que logra un intervalo de tiempo de coordinación de relé adecuado para evitar la falta de coordinación entre los relés de sobrecorriente. Evalúa fallas internas y externas a la microrred. El procedimiento para obtener la resistencia óptima de UFCL es de naturaleza iterativa. En [53] proponen un método de lógica programable para un sistema de protección de sobrecorriente adaptativo y un método de grupo de configuración. Se utilizan lógica programable (PML) y operadores matemáticos. En [64] se plantea una metodología multiobjetivo para la coordinación de protecciones de sobrecorriente direccionales. En [71] se presenta una estrategia de protección que se basan en la inyección de una frecuencia diferente a la nominal, a través del inversor de la unidad DG durante condiciones de falla.

En [65] se propone una metodología adaptativa para coordinación de protecciones de sobrecorriente direccionales que sirve para los modos de operación on-line y off-line de la microrred. En [52] se presenta un algoritmo de optimización multiobjetivo para la coordinación de relés de sobrecorriente en redes interconectadas, basado en la optimización multiobjetivo de enjambres de partículas (MOPSO) y la herramienta de toma de decisiones difusa (FDMT). La referencia [66] plantea un esquema de protección de sobrecorriente direccional con doble configuración de ajustes asistida por comunicación, donde se optimiza el tiempo de operación de los relés.

En [69] se propone un limitador de corriente de falla superconductor (SFCL) de tipo de acoplamiento de flujo modificado, considerando este en la coordinación de la protección de sobrecorriente y de la protección diferencial. La referencia [62] plantea proponen un esquema de coordinación protecciones de sobrecorriente direccional adaptativa basada en las corrientes superpuestas de secuencia positiva y de secuencia negativa, no requiere medida de voltaje. En [58] presentan un método que detecta la falla midiendo indirectamente la impedancia de la microrred. Después de la identificación de la falla los generadores distribuidos ajustan su control para inyectar una corriente proporcional a la impedancia medida de la microrred, de acuerdo con una curva de inclinación. Esto significa que el DER más cercano a la falla inyecta una corriente relativamente más grande, logrando así una coordinación selectiva de los medios de protección. En [55] proponen una metodología que limita la corriente cortocircuito del sistema por medio de los inversores de las unidades de generación distribuida para evitar la pérdida de la coordinación de los relés de sobrecorriente.

En el trabajo presentado en [59] se propone una metodología para optimizar simultáneamente los niveles de calidad de energía y de coordinación de protecciones. Se utiliza un limitador de corriente de falla unidireccional de estado sólido como una

interfaz entre la microrred aguas abajo y la red aguas arriba. En [56] se plantea una metodología que limita la corriente de cortocircuito del sistema por medio de los inversores de las unidades de generación distribuida para evitar la pérdida de la coordinación de los relés de sobrecorriente. El trabajo propuesto en [56] no depende de la magnitud de la corriente de falla para identificar la falla ni necesita comunicaciones entre los dispositivos de protección para garantizar la coordinación de las protecciones. En [72] se presentan una estrategia de coordinación digital de control de frecuencia de carga (LFC) y protección de relé de sobre / baja frecuencia para una microrred aislada.

En [67] se propone un esquema de coordinación de protección adaptativa en línea utilizando relés de sobrecorriente direccionales numéricos (DOCR). El esquema propuesto también utiliza dispositivos electrónicos inteligentes y un canal de comunicación para obtener información del sistema en tiempo real y para actualizar la configuración de los relés. El enfoque presentado es capaz de manejar diferentes condiciones operativas del sistema, incluida la pérdida de cargas, generaciones y líneas. En [73] presentan un esquema de protección adaptativa basado en reglas que utiliza una metodología de aprendizaje automático. En [61] plantean un algoritmo de protección basado en voltaje y corriente que puede detectar con precisión la corriente de falla en microrredes con generación solar. Finalmente en [68] se propone un esquema de protección de sobrecorriente direccional de doble configuración de ajuste usando técnicas de inteligencia artificial.

### B. Retos Futuros

La revisión bibliográfica permitió determinar los siguientes retos futuros u oportunidades de mejora en los procedimientos que permiten la coordinación de protecciones:

- 1) La incorporación de varios tipos de curvas para la protección sobrecorriente que permitan la reducción de tiempos y el correcto funcionamiento del esquema de protección. El reto consiste básicamente en definir que tipo de curva usar entre: curva inversa definida, curva de tiempo mínimo o inversa normal, curva muy inversa, y curva extremadamente inversa; además, de seleccionar adecuadamente sus parámetros tales como el PSM (Plug setting Multiplier) y el TSM (Time multiplier-setting) [60].
- 2) Incorporar las relaciones de transformación de los CT's como criterio de decisión en el cálculo de los esquemas de protección. La sensibilidad de la protección cambia sustancialmente cuando cambia la relación de transformación. El reto consiste en encontrar entre diferentes valores de relación de transformación de los CT's, aquella que permita mejorar los tiempos de disparo de las protecciones sin dañar el esquema de protección. La selección puede llevarse a cabo mediante alguna técnica de optimización metaheurística o de inteligencia artificial.
- 3) Evaluar el desempeño de los esquemas de protección para microrredes enmalladas cuya complejidad es mayor comparada con las topologías radiales. Obtener los parámetros de las protecciones para topologías radiales suele ser un problema ampliamente estudiado y es considerado como un problema

resuelto por ingenieros e investigadores alrededor del mundo; sin embargo, en redes enmalladas de mayor complejidad que tienen múltiples nodos de generación y carga interconectados, la coordinación de protecciones es un problema más desafiante. Se requiere evaluar gran cantidad de fallos en los diferentes nodos del sistema, entre más posibles situaciones se evalúen menor es la posibilidad que exista una inadecuada coordinación del esquema de protección. Así las cosas, el reto consiste en generar una metodología fácilmente aplicable a las diferentes topologías de microrredes enmalladas que permitan una adecuada coordinación de las protecciones para todas las posibles fallas; o en su defecto, para las más severas y/o probables.

- 4) Mejorar los modelos de los esquemas de protección considerando impedancias de falla y diferentes tipos de métodos para aterrizar las microrredes que permiten obtener de forma más realista las corrientes de cortocircuito en cada punto del sistema. El reto consiste en evaluar como los diferentes esquema de conexión a tierra afectan la coordinación de protecciones en las microrredes. Para lograr lo anterior, se deben evaluar diferentes tipos de falla, en especial fallas monofásicas y bifásicas a tierra (en la mayoría de trabajos solo se evalúan fallas trifásicas). También es necesario evaluar las fallas con impedancia, debido a que la mayoría de fallas que se presentan en los sistemas eléctricos reales presentan impedancia de falla; en la mayoría de trabajos solo se evalúan fallas sin impedancia. Todo lo anterior conlleva a que la solución del problema sea más complejo, debido a que se deben evaluar un mayor número de casos de falla. Por lo que se podría plantear una metodología que permita simplificar el modelo sin que se pierda información relevante que permita obtener una aproximación más realista de la microrred a proteger.

- 5) Incorporar metodologías para polarizar correctamente la protección con la intención de mejorar su desempeño y determinar la ubicación de las fallas. En sistemas radiales la ubicación de fallas es un tema ampliamente estudiado; sin embargo, en sistemas enmallados, la ubicación de fallas es una tarea mucho más compleja. Determinar la ubicación de la falla permite reducir los tiempos de mantenimiento en el que la microrred o parte de esta deja de operar. El reto básicamente consiste en encontrar una metodología que permita determinar rápidamente la ubicación de la falla para sistemas microrredes enmalladas de gran complejidad.

- 6) Evaluar el desempeño de las protecciones para microrredes en modo isla y con la incorporación de generación distribuida. Cuando las microrredes trabajan en modo isla pierden la referencia de tensión y también la inercia dinámica que proporcionan los nodos de generación. La microrred en modo isla debe generar la referencia de tensión y también garantizar que la frecuencia del sistema no cambie sustancialmente por las variaciones intermitentes de la generación y la carga. El reto consiste en mantener, con altos estándares, la estabilidad dinámica de la microrred y garantizar al mismo tiempo la coordinación del esquema de protección ante fallas o eventos.
- 7) Ensayar nuevas curvas no estándar que permitan darle flexibilidad al esquema de protección y la posibilidad de mejorar los tiempos de respuesta de la protección.

Actualmente, se están empezando a utilizar curvas no estándar; sin embargo, todavía es un tema emergente de investigación. El reto consiste en aplicar metodologías usando curvas no estándar que permitan mejorar el esquema de protección, también en emplear técnicas de optimización para mejorar en términos generales el desempeño de los esquemas de protección reduciendo tiempos y garantizando la correcta coordinación. Las publicaciones más recientes y relevantes de este aspecto son: [29], [74].

## V. CONCLUSIONES

Las características propias de las microrredes han generado una serie de nuevos desafíos en el campo de la coordinación de protecciones eléctricas, desafíos que no se presentaban en las redes eléctricas tradicionales. Este artículo analiza los desafíos identificados en otros trabajos de investigación. Por otro lado, en la literatura técnica se han venido dando soluciones algunos de los desafíos identificados. En este trabajo se presentan algunos de los esquemas de coordinación de protecciones propuestos para afrontar algunos de estos desafíos. Es importante destacar que los trabajos que se han elaborado son un punto de partida muy importante pero aún se requieren más y nuevos trabajos. Buscando contribuir en este aspecto se realizó una revisión crítica del estado del arte de metodologías para la coordinación de protecciones eléctricas en microrredes. Esta revisión buscaba identificar las contribuciones más importantes y los retos futuros de cada trabajo.

Se identificó que el comportamiento de los cortocircuitos varía de acuerdo a las características propias de cada microrred. Lo anterior hace casi imposible tener un esquema de coordinación de protecciones único que sirva para todas las microrredes. Se podría llegar a decir que para cada microrred es necesario proponer su propia metodología de coordinación y ajuste. Una solución práctica para este problema es proponer unas metodologías de coordinación y unos esquemas generales, de acuerdo las unidades de generación presente en la microrred. Por lo cual se deben proponer metodologías de coordinación y esquemas para Microrredes con generadores acoplados por medio de inversores, Microrredes con generadores que se acoplan por medio de máquinas rotativas y microrredes que combinan ambas tecnologías.

Se deben proponer metodologías de coordinación nuevos y/o mejorar las existentes. En el caso de las protecciones de sobrecorriente se deben proponer metodologías que consideren diferentes tipos de curvas estándar tiempo-corriente, diferentes tipos de curva no estándar, diferentes relaciones en los transformadores de corriente y métodos de polarización para el caso direccional. Se deben proponer metodologías de coordinación que consideren diferentes configuraciones de microrredes, tipos de generadores instalados y fallas de alta impedancia. En el caso de las protecciones diferenciales se debe evaluar como la saturación de los transformadores de corriente impacta el desempeño de la coordinación.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al Programa Colombia científica como fuente de financiación, en el marco de las convocatorias

Ecosistema científico, contrato No. FP44842- 218-2018, al proyecto de sostenibilidad de la Universidad de Antioquia y a la Institución Universitaria Pascual Bravo.

## REFERENCES

- [1] J. S. Giraldo, J. A. Castrillon, J. C. López, M. J. Rider, and C. A. Castro, "Microgrids energy management using robust convex programming," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 4, pp. 4520–4530, July 2019.
- [2] R. H. Lasseter and P. Paigi, "Microgrid: a conceptual solution," in *2004 IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference (IEEE Cat. No.04CH37551)*, vol. 6, June 2004, pp. 4285–4290 Vol.6.
- [3] P. P. Vergara, J. C. López, M. J. Rider, and L. C. P. da Silva, "Optimal operation of unbalanced three-phase islanded droop-based microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 1, pp. 928–940, Jan 2019.
- [4] C. Gamarra and J. M. Guerrero, "Computational optimization techniques applied to microgrids planning: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 48, pp. 413 – 424, 2015. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115002956>
- [5] M. Henderson, "Microgrid controllers: Their important role in the system [from the editor]," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 15, no. 4, pp. 4–6, July 2017.
- [6] S. A. Hosseini, H. A. Abyaneh, S. H. H. Sadeghi, F. Razavi, and A. Nasiri, "An overview of microgrid protection methods and the factors involved," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 64, pp. 174 – 186, 2016. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116302088>
- [7] J. Kennedy, "Distribution protection in a modern grid embedded with renewable energy resources," *University of Wollongong Thesis Collection 1954-2016*, Jan. 2015. [Online]. Available: <https://ro.uow.edu.au/theses/4367>
- [8] J. J. Justo, F. Mwasilu, J. Lee, and J.-W. Jung, "Ac-microgrids versus dc-microgrids with distributed energy resources: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 24, pp. 387 – 405, 2013. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113002268>
- [9] A. P. S. Meliopoulos, "Challenges in simulation and design of /spl mu/grids," in *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309)*, vol. 1, Jan 2002, pp. 309–314 vol.1.
- [10] D. M. Bui and S.-L. Chen, "Fault protection solutions appropriately proposed for ungrounded low-voltage ac microgrids: Review and proposals," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 75, pp. 1156 – 1174, 2017. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116308589>
- [11] E. Sortomme, G. J. Mapes, B. A. Foster, and S. S. Venkata, "Fault analysis and protection of a microgrid," in *2008 40th North American Power Symposium*, Sep. 2008, pp. 1–6.
- [12] V. Telukunta, J. Pradhan, A. Agrawal, M. Singh, and S. G. Srivani, "Protection challenges under bulk penetration of renewable energy resources in power systems: A review," *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 3, no. 4, pp. 365–379, Dec 2017.
- [13] S. Mirsaedi, X. Dong, and D. M. Said, "Towards hybrid ac/dc microgrids: Critical analysis and classification of protection strategies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 90, pp. 97 – 103, 2018. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118301369>
- [14] A. A. Memon and K. Kauhaniemi, "A critical review of ac microgrid protection issues and available solutions," *Electric Power Systems Research*, vol. 129, pp. 23 – 31, 2015. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779615002163>
- [15] B. J. Brearley and R. R. Prabu, "A review on issues and approaches for microgrid protection," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 67, pp. 988 – 997, 2017. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116305354>
- [16] D. M. Bui, S.-L. Chen, K.-Y. Lien, Y.-R. Chang, Y.-D. Lee, and J.-L. Jiang, "Investigation on transient behaviours of a uni-grounded low-voltage ac microgrid and evaluation on its available fault protection methods: Review and proposals," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 75, pp. 1417 – 1452, 2017. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116308735>
- [17] M. Bruccoli, "Fault behaviour and fault detection in islanded inverter-only microgrids," PhD Dissertation, Imperial College London, 2008. [Online]. Available: <http://spiral.imperial.ac.uk/handle/10044/14387>

- [18] J. M. D. Dewadasa, "Protection of distributed generation interfaced networks," Ph.D. dissertation, Queensland University of Technology, 2010. [Online]. Available: <https://eprints.qut.edu.au/43681/>
- [19] B. Hussain, "Protection of distribution networks with distributed generation," phd, University of Southampton, Sep. 2011. [Online]. Available: <https://eprints.soton.ac.uk/334178/>
- [20] L. Che, M. E. Khodayar, and M. Shahidehpour, "Adaptive protection system for microgrids: Protection practices of a functional microgrid system." *IEEE Electrification Magazine*, vol. 2, no. 1, pp. 66–80, March 2014.
- [21] A. R. Haron, A. Mohamed, H. Shareef, and H. Zayandehroodi, "Analysis and solutions of overcurrent protection issues in a microgrid," in *2012 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon)*, Dec 2012, pp. 644–649.
- [22] T. S. Ustun, "Design and development of a communication-assisted microgrid protection system," phd, Victoria University, 2013. [Online]. Available: <http://www.vu.edu.au/research>
- [23] P. P. Barker and R. W. De Mello, "Determining the impact of distributed generation on power systems. i. radial distribution systems," in *2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134)*, vol. 3, July 2000, pp. 1645–1656 vol. 3.
- [24] L. K. Kumpulainen and K. T. Kauhaniemi, "Analysis of the impact of distributed generation on automatic reclosing," in *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004.*, Oct 2004, pp. 603–608 vol.1.
- [25] K. Kauhaniemi and L. Kumpulainen, "Impact of distributed generation on the protection of distribution networks," in *2004 Eighth IEE International Conference on Developments in Power System Protection*, vol. 1, April 2004, pp. 315–318 Vol.1.
- [26] F. Freitas, C. Donadel, M. C6, and E. Silva, "Optimal coordination of overcurrent relays in radial electrical distribution networks," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 17, no. 03, pp. 520–527, 2019.
- [27] M. H. Marcolino, J. B. Leite, and J. R. S. Mantovani, "Optimal coordination of overcurrent directional and distance relays in meshed networks using genetic algorithm," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 13, no. 9, pp. 2975–2982, 2015.
- [28] A. A. Kida and L. A. G. Pareja, "Optimal coordination of overcurrent relays using mixed integer linear programming," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no. 3, pp. 1289–1295, 2016.
- [29] S. M. Saad, N. El-Naily, and F. A. Mohamed, "A new constraint considering maximum psm of industrial over-current relays to enhance the performance of the optimization techniques for microgrid protection schemes," *Sustainable Cities and Society*, vol. 44, pp. 445 – 457, 2019. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2210670718313751>
- [30] R. M. Chabanloo, M. G. Maleki, S. M. M. Agah, and E. M. Habashi, "Comprehensive coordination of radial distribution network protection in the presence of synchronous distributed generation using fault current limiter," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 99, pp. 214 – 224, 2018. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061517314023>
- [31] A. Sharma and B. K. Panigrahi, "Phase fault protection scheme for reliable operation of microgrids," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 54, no. 3, pp. 2646–2655, May 2018.
- [32] A. H. Etemadi and R. Iravani, "Overcurrent and overload protection of directly voltage-controlled distributed resources in a microgrid," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 12, pp. 5629–5638, Dec 2013.
- [33] A. Ukil, B. Deck, and V. H. Shah, "Current-only directional overcurrent relay," *IEEE Sensors Journal*, vol. 11, no. 6, pp. 1403–1404, June 2011.
- [34] —, "Current-only directional overcurrent protection for distribution automation: Challenges and solutions," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 1687–1694, Dec 2012.
- [35] A. Jalilian, M. T. Hagh, and S. M. Hashemi, "An innovative directional relaying scheme based on postfault current," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 6, pp. 2640–2647, Dec 2014.
- [36] L. M. Pintos, M. Moreto, and J. G. Rolim, "Applicability analysis of directional overcurrent relay without voltage reference in microgrids," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no. 2, pp. 687–693, Feb 2016.
- [37] H. M. Sharaf, H. Zeineldin, D. K. Ibrahim, and E. E.-D. A. EL-Zahab, "A proposed coordination strategy for meshed distribution systems with dg considering user-defined characteristics of directional inverse time overcurrent relays," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 65, pp. 49 – 58, 2015. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061514005791>
- [38] K. A. Saleh, H. H. Zeineldin, A. Al-Hinai, and E. F. El-Saadany, "Optimal coordination of directional overcurrent relays using a new time-current-voltage characteristic," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 2, pp. 537–544, April 2015.
- [39] H. H. Zeineldin, H. M. Sharaf, D. K. Ibrahim, and E. E. A. El-Zahab, "Optimal protection coordination for meshed distribution systems with dg using dual setting directional over-current relays," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 1, pp. 115–123, Jan 2015.
- [40] K. A. Saleh, H. H. Zeineldin, and E. F. El-Saadany, "Optimal protection coordination for microgrids considering n – 1 contingency," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 13, no. 5, pp. 2270–2278, Oct 2017.
- [41] M. Dewadasa, A. Ghosh, and G. Ledwich, "Fold back current control and admittance protection scheme for a distribution network containing distributed generators," *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 4, no. 8, pp. 952–962, August 2010.
- [42] M. Dewadasa, A. Ghosh, G. Ledwich, and M. Wishart, "Fault isolation in distributed generation connected distribution networks," *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 5, no. 10, pp. 1053–1061, October 2011.
- [43] H. Lin, C. Liu, J. M. Guerrero, and J. C. Vásquez, "Distance protection for microgrids in distribution system," in *IECON 2015 - 41st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Nov 2015, pp. 000 731–000 736.
- [44] H. Lin, J. M. Guerrero, J. C. Vásquez, and C. Liu, "Adaptive distance protection for microgrids," in *IECON 2015 - 41st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Nov 2015, pp. 000 725–000 730.
- [45] E. Sortomme, S. S. Venkata, and J. Mitra, "Microgrid protection using communication-assisted digital relays," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 4, pp. 2789–2796, Oct 2010.
- [46] S. R. Samantaray, G. Joos, and I. Kamwa, "Differential energy based microgrid protection against fault conditions," in *2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, Jan 2012, pp. 1–7.
- [47] M. A. Zamani, T. S. Sidhu, and A. Yazdani, "A communication-based strategy for protection of microgrids with looped configuration," *Electric Power Systems Research*, vol. 104, pp. 52 – 61, 2013. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779613001569>
- [48] W. Huang, T. Nengling, X. Zheng, C. Fan, X. Yang, and B. J. Kirby, "An impedance protection scheme for feeders of active distribution networks," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 4, pp. 1591–1602, Aug 2014.
- [49] T. G. Bolandi, H. Seyedi, S. M. Hashemi, and P. S. Nezhad, "Impedance-differential protection: A new approach to transmission-line pilot protection," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 6, pp. 2510–2518, Dec 2015.
- [50] S. Kar, S. R. Samantaray, and M. D. Zadeh, "Data-mining model based intelligent differential microgrid protection scheme," *IEEE Systems Journal*, vol. 11, no. 2, pp. 1161–1169, June 2017.
- [51] T. S. Aghdam, H. Kazemi Karegar, and H. H. Zeineldin, "Variable tripping time differential protection for microgrids considering dg stability," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 3, pp. 2407–2415, May 2019.
- [52] H. R. Baghaee, M. Mirsalim, G. B. Gharehpetian, and H. A. Talebi, "Mopso/fdmt-based pareto-optimal solution for coordination of overcurrent relays in interconnected networks and multi-der microgrids," *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 12, no. 12, pp. 2871–2886, 2018.
- [53] E. C. Piescorovsky and N. N. Schulz, "Comparison of programmable logic and setting group methods for adaptive overcurrent protection in microgrids," *Electric Power Systems Research*, vol. 151, pp. 273 – 282, 2017. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779617302420>
- [54] B. Fani, H. Bisheh, and I. Sadeghkhani, "Protection coordination scheme for distribution networks with high penetration of photovoltaic generators," *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 12, no. 8, pp. 1802–1814, 2018.
- [55] H. Samet, E. Azhdari, and T. Ghanbari, "Comprehensive study on different possible operations of multiple grid connected microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 1434–1441, March 2018.
- [56] Z. Chen, X. Pei, M. Yang, L. Peng, and P. Shi, "A novel protection scheme for inverter-interfaced microgrid (iim) operated in islanded mode," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 33, no. 9, pp. 7684–7697, Sep. 2018.
- [57] M. Abdel-Salam, A. Abdallah, R. Kamel, and M. Hashem, "Improvement of protection coordination for a distribution system connected to a microgrid using unidirectional fault current limiter," *Ain Shams Engineering Journal*, vol. 8,

- no. 3, pp. 405 – 414, 2017. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2090447915001355>
- [58] K. O. Oureilidis and C. S. Demoulias, “A fault clearing method in converter-dominated microgrids with conventional protection means,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, no. 6, pp. 4628–4640, June 2016.
- [59] A. Esmaeili Dahej, S. Esmaeili, and H. Hojabri, “Co-optimization of protection coordination and power quality in microgrids using unidirectional fault current limiters,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 5, pp. 5080–5091, Sep. 2018.
- [60] M. N. Alam, “Overcurrent protection of ac microgrids using mixed characteristic curves of relays,” *Computers and Electrical Engineering*, vol. 74, pp. 74 – 88, 2019. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0045790618313181>
- [61] M. Tejeswini, I. J. Raglend, T. Yuvaraja, and B. Radha, “An advanced protection coordination technique for solar in-feed distribution systems,” *Ain Shams Engineering Journal*, vol. 10, no. 2, pp. 379 – 388, 2019. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2090447919300668>
- [62] H. Muda and P. Jena, “Superimposed adaptive sequence current based microgrid protection: A new technique,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 2, pp. 757–767, April 2017.
- [63] H. H. Zeineldin, Y. A. I. Mohamed, V. Khadkikar, and V. R. Pandi, “A protection coordination index for evaluating distributed generation impacts on protection for meshed distribution systems,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, no. 3, pp. 1523–1532, Sep. 2013.
- [64] U. P. Akushie, A. Babatunde, and T. Jacob, “Coordination Improvement of Directional Overcurrent Relays in a Microgrid Using Modified Particle Swarm Optimization Algorithm,” *International Journal of Electrical Components and Energy Conversion*, vol. 4, no. 1, p. 21, Mar. 2018.
- [65] Y. Ates, A. R. Boynuegri, M. Uzunoglu, A. Nadar, R. Yumurtaci, O. Erdinc, N. G. Paterakis, and J. P. S. Catalão, “Adaptive protection scheme for a distribution system considering grid-connected and islanded modes of operation,” *Energies*, vol. 9, no. 5, 2016. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/9/5/378>
- [66] H. M. Sharaf, H. H. Zeineldin, and E. El-Saadany, “Protection coordination for microgrids with grid-connected and islanded capabilities using communication assisted dual setting directional overcurrent relays,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 1, pp. 143–151, Jan 2018.
- [67] M. N. Alam, “Adaptive protection coordination scheme using numerical directional overcurrent relays,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 15, no. 1, pp. 64–73, Jan 2019.
- [68] A. Yazdaninejadi, S. Golshannavaz, D. Nazarpour, S. Teimourzadeh, and F. Aminifar, “Dual-setting directional overcurrent relays for protecting automated distribution networks,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 15, no. 2, pp. 730–740, Feb 2019.
- [69] H. He, L. Chen, T. Yin, Z. Cao, J. Yang, X. Tu, and L. Ren, “Application of a sfcl for fault ride-through capability enhancement of dg in a microgrid system and relay protection coordination,” *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 26, no. 7, pp. 1–8, Oct 2016.
- [70] D. P. Mishra, S. R. Samantaray, and G. Joos, “A combined wavelet and data-mining based intelligent protection scheme for microgrid,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 5, pp. 2295–2304, Sep. 2016.
- [71] A. Soleimanisardoo, H. Kazemi Karegar, and H. H. Zeineldin, “Differential frequency protection scheme based on off-nominal frequency injections for inverter-based islanded microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 2, pp. 2107–2114, March 2019.
- [72] E. A. Mohamed, G. Magdy, G. Shabib, A. A. Elbaset, and Y. Mitani, “Digital coordination strategy of protection and frequency stability for an islanded microgrid,” *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 12, no. 15, pp. 3637–3646, 2018.
- [73] H. Lin, K. Sun, Z. Tan, C. Liu, J. M. Guerrero, and J. C. Vasquez, “Adaptive protection combined with machine learning for microgrids,” *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 13, no. 6, pp. 770–779, 2019.
- [74] N. El-Naily, S. M. Saad, T. Hussein, and F. A. Mohamed, “A novel constraint and non-standard characteristics for optimal over-current relays coordination to enhance microgrid protection scheme,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 13, no. 6, pp. 780–793, 2019.



**Sergio D. Saldarriaga-Zuluaga** received his B.Sc. and M.Sc. degrees from the Universidad de Antioquia in 2013 and 2016, respectively. He is currently working toward the Ph.D. degree in electronic and computing engineering at the Universidad de Antioquia. Currently he is a Professor at Institución Universitaria Pascual Bravo, Medellín, Colombia. His major research interests are planning, operation and protection of electrical power systems.



**Jesús M. López-Lezama** received his B.Sc. and M.Sc. degrees from the Universidad Nacional de Colombia in 2001 and 2006, respectively. He also received his Ph.D. degree at the Universidade Estadual Paulista (UNESP), SP, Brazil in 2011. Currently he is an associate Professor at Universidad de Antioquia, Medellín, Colombia. His major research interests are planning and operation of electrical power systems and distributed generation.



**Nicolás Muñoz-Galeano** received a B. E. degree in Electric Engineering at the University of Antioquia (UdeA-2004), and the Ph.D. degree in Electronics Engineering (UPVLC-2011). Since 2005 he has been professor of the Electric Engineering Department at the University of Antioquia (Colombia) and member of research group GIMEL. His research work is focused in power electronics design, control and electrical machines.