Avances en los Métodos de Localización de Fallas en Circuitos Primarios de Distribución de Energía Eléctrica

Ever Quintero Hernández

César Augusto Hernández Casanova

Trabajo de grado para optar al título de Especialista en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Director:

César Antonio Duarte Gualdrón

Doctor en Ingeniería eléctrica y computación

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Bucaramanga

2021

Agradecimientos

Agradecemos primeramente a nuestro Padre Celestial Jehová, Dios todo poderoso, por permitirnos finalizar con éxito, otro objetivo más en nuestra vida.

A nuestros familiares, esposas e hijos por su amable compresión, durante todas las horas de ausencia, entregadas a nuestro estudio.

A nuestros profesores de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones, de la Universidad Industrial de Santander, por habernos compartido sus conocimientos a lo largo de este proceso tan maravilloso.

Finalmente agradecemos a nuestra Empresa Centrales Eléctricas del Norte de Santander, por su apoyo en este proceso de aprendizaje.

Contenido

Pág.

Introducción 10

1. Planteamiento del Problema 12

2. Justificación 14

3. Objetivos 16

3.1 Objetivo General 16

3.2 Objetivos Específicos 16

4. Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica en Colombia 17

4.1 Antecedentes 18

5. Regulación de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica Aplicada a los Sistemas de Distribución en Colombia 19

5.1 Clasificación de las Interrupciones 20

5.2 Exclusiones de Interrupciones del Servicio 21

5.3 Indicadores de Referencia Nacional 23

5.4 Conclusiones Regulación de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica 25

6. Métodos de Localización de Fallas en Sistemas de Distribución 26

6.1 Métodos de Localización de Fallas que Utilizan Técnicas Tradicionales 29

6.1.1 Método de localización de fallas basados en impedancias 30

6.1.2 Método de localización de fallas basados en ondas viajeras. 34

6.1.3 Método de localización de fallas basados en mediciones dispersas. 40

6.2 Métodos de Localización de Fallas Basados en el Conocimiento 45

6.2.1 Método de localización de fallas basado en un autocodificador apilado. 47

6.2.2 Método de localización de fallas basados en una red neuronal convolucional adaptativa (ACNN) 49

6.3 Análisis Comparativo y Discusión de los Métodos Estudiados..... 53

7. Conclusiones..... 63

Referencias Bibliográficas..... 67

Apéndices..... 72

Lista de Tablas

Pág.

Tabla 1. *Niveles de tensión de sistemas de transmisión y de distribución local* 17

Tabla 2. *Comparación de los métodos de localización de fallas estudiados*..... 55

Tabla 3. *Errores absolutos de estimación de ubicación de la falla*..... 60

Lista de Figuras

Pág.

Figura 1. *SAIDI por Operador Vs SAIDI Nacional año 2018.* 24

Figura 2. *SAIFI por Operador Vs SAIFI Nacional año 2018.* 24

Figura 3. *Modelo básico de métodos basados en impedancias.* 30

Figura 4. *Modelo básico de métodos basados en ondas viajera.* 35

Figura 5. *Comparación entre respuestas previas a la falla y de falla, y la señal de error obtenida como la diferencia entre ambas respuestas* 38

Figura 6. *Red de distribución radial con alimentadores principales y alimentadores principales ramificados.* 42

Figura 7. *Diagrama de flujo simplificado para métodos de localización de fallas basados en el conocimiento* 46

Lista de Apéndices

Pág.

Apéndice A. Indicadores de Calidad del Servicio 72

Apéndice B. Clasificación de las Fallas en los Sistemas de Distribución 78

Resumen

Título: Avances en los Métodos de Localización de Fallas En Circuitos Primarios De Distribución De Energía Eléctrica[*].

Autores: Ever Quintero Hernández
César Augusto Hernández Casanova[**]

Palabras Clave: Calidad del servicio de energía, localización de fallas, interrupciones de servicio, métodos de localización de fallas.

Descripción:

Los sistemas de distribución constantemente son afectados por fallas, que interrumpen la prestación del servicio de energía eléctrica a los usuarios finales, algunas de estas fallas son propias del sistema, por la ausencia de inversiones de los distribuidores, en la reposición de activos eléctricos obsoletos, otras se deben a perturbaciones externas, como cortocircuitos ocasionados por contacto con árboles o animales, también por fenómenos naturales o atentados terroristas. En este sentido las entidades encargadas de la regulación de los servicios públicos, buscan constantemente establecer estándares mínimos, para que los distribuidores de energía ofrezcan un servicio económico, seguro y confiable.

Muchos autores reconocen que un factor muy importante para disminuir los tiempos de interrupción, consiste en la localización oportuna del lugar donde se originó la falla. Por tal razón, el objetivo principal de este proyecto de monografía es identificar algunos de los métodos en localización de fallas, más recientes que puedan servir como herramienta a los distribuidores de energía, para ofrecer un servicio de mejor continuidad a sus usuarios, reduciendo los tiempos de interrupción, y alcanzado los estándares mínimos exigidos por la comisión de la regulación de energía. De acuerdo con lo anterior, este trabajo en los capítulos aborda los conceptos básicos de calidad de prestación del servicio, según los estándares exigidos por la comisión de regulación de energía (CREG), luego se identifican los tipos de fallas presentes en un sistema de distribución, luego describe algunos métodos de localización de fallas en sistemas de distribución más recientes en la literatura, finalmente, se hace un comparativo y discusión de los métodos estudiados.

[**] Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Especialización en Sistema de Distribución de Energía Eléctrica. Director: Doctor. César Antonio Duarte Gualdrón.

Abstract

Title: Advances in fault location methods for electrical energy distribution primary circuits[*]

Authors: Ever Quintero Hernández
César Augusto Hernández Casanova [**]

Keywords: Reliability, power distribution systems, energy service quality, fault location, service interruptions, fault location methods.

Description:

Distribution systems are constantly affected by failures, which interrupt the electric power service to end users, some of these failures are characteristic of the system, due to the absence of investments, in order to replace obsolete electrical assets. Others are due to external disturbances, such as short circuits caused by contact with trees or animals, as well as by natural fame or terrorist attacks. In this sense, the entities responsible for the regulation of public services constantly seek to establish minimum standards, so that energy distributors offer an economical, secure and reliable service.

Many authors recognize that a very important factor in reducing interruption times is the timely location of the place where the fault originated. For this reason, the main objective of this monograph project is to identify some of the most recent fault location methods that can serve as a tool for energy distributors, to offer a better continuity service to their users, reducing the interruption times, and reaching the minimum standards required by the energy regulation commission. According to the above, this work in the first chapters addresses the basic concepts of service reliability according to the standards required by the commission of energy regulation, then the types of failures present in a distribution system are identified, to pass to the recognition of some methods of locating faults in recent literature and finally, a comparison and discussion of the studied methods is presented.

[*] Monograph

[**] Faculty of Physical-Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering. Specialization in Electricity Distribution System. Director: PhD. César Antonio Duarte Gualdrón.

Introducción

El suministro de energía eléctrica tiene un papel muy importante en el desarrollo de las sociedades actuales, tanto así que algunas poblaciones dependen del suministro de energía eléctrica para realizar sus actividades básicas diarias; debido a esto las entidades encargadas de la regulación de los servicios públicos ha establecido los criterios técnicos de calidad confiabilidad y seguridad en cuanto a la prestación del servicio a los consumidores finales (El Congreso de Colombia, 1994), (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1998) , (Gómez & Zapata, 2007).

Debido a que la construcción de un sistema de distribución totalmente confiable es económicamente inviable, las empresas distribuidoras de energía eléctrica, también llamadas operadores de red, comprenden que dentro de las actividades básicas del suministro energía, está el hacer frente a las fallas internas y externas que afectan la continuidad del servicio del sistema de distribución, por esto los operadores de red deben disponer de recurso humano de mantenimiento y reparación, para que cuando se presente una interrupción del servicio originada por una falla, este proceda a la detección, localización y reparación de la falla que afectó el sistema, y nuevamente restablecer el servicio de energía, a los usuarios que fueron afectados (Gómez & Zapata, 2007), (Zapata, 2011).

Uno de los principales retos que actualmente tienen los operadores de red, es tratar de disminuir tanto como sea posible, la frecuencia de las interrupciones del servicio, así como la duración de las mismas, para alcanzar los criterios mínimos de calidad establecidos por la Comisión de Regulación de Energía (CREG), para mejorar la prestación del servicio de energía eléctrica. Muchos autores reconocen que la gestión y localización de fallas puede reducir el número y duración de las interrupciones, así como mejorar la calidad del suministro de energía y la

fiabilidad del sistema eléctrico (Estebsari, Pons, Bompard, Bahmanyar, & Jamali, 2016), (Kraikiat & Tayjasanant, 2017), (Magagula, Hamam, Jordaan, & Yusuff, 2017).

De acuerdo con lo anterior, este trabajo de monografía tiene como principal objetivo, describir los avances en los métodos de localización de fallas, en circuitos primarios de distribución de energía eléctrica; y establecer cuáles son los desarrollos más recientes publicados en la literatura, que en un futuro próximo puedan ser utilizados por los distribuidores de energía como herramienta de localización de fallas, para lograr reducir el tiempo de interrupción del servicio, y de tal manera cumplir con los requerimientos mínimos de calidad en la prestación del servicio, establecidos en por la Comisión de Regulación de Energía (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1998), (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

El presente trabajo de monografía está estructurado de la siguiente manera: En el Capítulo 0 se describen las generalidades de los sistemas de distribución, así como los objetivos y justificación del proyecto, en el Capítulo 0, se describe el marco regulatorio correspondiente a la calidad de la prestación del servicio en Colombia, en el Capítulo 0 se establece la clasificación general de las principales fallas que afectan los sistemas de distribución, en el Capítulo 0, se presentan los métodos de localización de fallas en sistemas de distribución más recientes y finalmente se realiza un análisis comparativo de los métodos estudiados.

1. Planteamiento del Problema

Frente a los grandes retos que deben afrontar los distribuidores de energía eléctrica en Colombia ante la modificación de los lineamientos en materia de la calidad del servicio dispuestos en la Resolución de la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018), se crea la necesidad de explorar nuevas alternativas, más eficientes a las tradicionalmente adoptadas para el sostenimiento a corto, mediano y largo plazo de los indicadores de calidad de la prestación del servicio aplicada a los sistemas de distribución en Colombia. Sin embargo, este tema no solo inquieta a los distribuidores de energía nacional, también ha sido tema de estudio durante muchos años de la comunidad internacional, debido a esto se ha propuesto diversas prácticas y métodos que contribuyan a la optimización de indicadores de calidad de la prestación del servicio en materia de confiabilidad.

Distintos autores han reportado que antes de implementar técnicas de aislamiento y restauración automatizada de fallas como alternativa para optimización de indicadores de calidad, se debe conocer el lugar exacto donde se originó la falla. Bajo esta premisa se propone explorar los principales métodos de localización de fallas, como estrategia para satisfacer la necesidad que tiene los distribuidores de energía eléctrica en Colombia para optimizar sus indicadores de la calidad de la prestación del servicio (Kraikiat & Tayjasanant, 2017), (Pereira, Silva, Kezunovic, & Mantovani, 2009), (Trindade, Freitas, & Vieira, 2014), (Hossan & Chowdhury, 2019).

Debido a la naturaleza de los sistemas de distribución, normalmente están construidos en configuración radial de única fuente, con presencia de conductores de diversas características, cargas intermedias, gran cantidad de ramificaciones y fases desbalanceadas entre otras, lo anterior hace que localizar de manera precisa el lugar donde se originan las fallas sea un trabajo realmente

difícil, por esto, con el trascurso del tiempo se han propuestos diversos métodos de localización que han logrado superar algunas limitantes de sistemas de distribución a fin de encontrar de manera precisa el punto de ubicación de falla (Takagi, Yamakoshi, Yamaura, Kondow, & Matsushima, 1982), (Mora, Meléndez, & Carrillo, 2008).

Lo métodos más tradicionales basan su principio de funcionamiento en sistemas de localización originales para líneas de transmisión, como lo hacen los métodos basados en ondas viajeras y en impedancias (Takagi, Yamakoshi, Yamaura, Kondow, & Matsushima, 1982); sin embargo, estos aunque pueden superar algunas limitaciones propias de los sistemas de distribución, por sí solos no pueden ser lo suficientemente precisos debido a que el rendimiento de su ubicación depende de la precisión de los parámetros conocidos y pueden inducir a errores de múltiple estimación. Otros métodos de localización tradicionales, más recientes, utilizan información directamente del sistema mediante mediciones dispersas, a partir de medidores inteligentes o sensores, sin embargo, la precisión de estos depende en gran medida de la cantidad y calidad de datos obtenidos (Hosseinikia & Talavat, 2018). Finalmente, los métodos más avanzados utilizan técnicas de aprendizaje automatizado para superar en gran medida las limitantes propias de localización tradicionales, la precisión de estos depende de la cantidad y calidad de datos obtenidos, así como de la técnica de entrenamiento seleccionada para aprender la relación entre las mediciones eléctricas y la ubicación de las fallas (Gururajapathy, Mokhlis, & Illias, 2017).

En razón a la dificultad existente para localizar fallas de manera precisa en los sistemas de distribución se realiza esta monografía sobre los avances en los métodos de localización de fallas con el fin de conocer cuáles han sido los principales desarrollos y conocer los métodos que presentan mayores ventajas para ser implementados como nuevas estrategias o mejoras a las técnicas tradicionalmente adoptadas por los distribuidores de energía colombianos.

2. Justificación

La regulación del sector eléctrico colombiano está cambiando constantemente y cada vez exige más a las empresas de servicios públicos domiciliarios que prestan un servicio de calidad a los usuarios conectados en sus redes, tanto así que en el 2018 la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG, expidió la metodología de remuneración del sistema de distribución en Colombia (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018) en donde se adopta el indicador de frecuencia promedio por usuario (SAIFI, por sus siglas en inglés - *System Average Interruption Frequency Index*) y el indicador de duración promedio por usuario (SAIDI, por sus siglas en inglés *System Average Interruption Duration Index*) (IEEE, 2012).

Los indicadores SAIDI y SAIFI definidos en el estándar IEEE Std 1366-2012, son reconocidos internacionalmente, lo cual permite realizar comparaciones a nivel mundial de los indicadores en nuestro país (IEEE, 2012), por tal razón los distribuidores de energía deben estar constantemente actualizados sobre los métodos de localización de fallas y sus técnicas disponibles en el mercado para poder atender los requerimientos de la Comisión de Regulación de Energía.

Dentro de los requerimientos de la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, frente a la operación de los sistemas de distribución cumpliendo estándares de calidad de la energía eléctrica, a la continuidad del servicio de energía es a la que se le da mayor relevancia. Es por tal razón que la metodología de remuneración considerada en la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018), utiliza el concepto de compensaciones que deberán pagar las empresas de servicios públicos domiciliarios a los usuarios a los que no se les preste un servicio con adecuada continuidad, con esto pretende que los operadores de red asuman con mayor importancia la

prestación del servicio, asimismo, se promueve que los operadores mejoren la prestación del servicio, ofreciéndoles incentivos económicos.

Uno de los principales retos que deberán asumir los distribuidores de energía eléctrica en Colombia, será el adaptarse al nuevo modelo de indicadores de calidad medida para la prestación del servicio establecidos en la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018), debido a este nuevo modelo, existe la necesidad de implementar diferentes prácticas y estrategias mucho más eficientes a las adoptadas en el pasado, a fin de asegurar su permanencia a largo plazo en el mercado, si no lo hacen, podrían incurrir en una deficiente prestación del servicio de energía, y estar sujetas a toma de posesión de los bienes, haberes y negocios por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD en el ejercicio de sus funciones de control de las empresas de servicios públicos (El Congreso de Colombia, 1994).

Desde esta perspectiva, en este trabajo se describen los métodos de localización de fallas disponibles en el mercado, que pueden implementarse como nuevas prácticas y estrategias para contribuir con la disminución de los tiempos de duración de las interrupciones, asimismo, se presentan técnicas que pueden utilizarse como herramientas potenciales de los distribuidores de energía eléctrica para mejorar la continuidad con la que prestan el servicio a sus clientes, para cumplir con la calidad exigidas por la regulación de energía eléctrica colombiana, definidas en la metodología del establecimiento de cargos por uso de los sistemas de distribución local (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

3. Objetivos

3.1 Objetivo General

Describir los avances y el estado del arte de los métodos de localización de fallas en circuitos primarios de distribución de energía eléctrica.

3.2 Objetivos Específicos

- Reconocer la normatividad aplicada a la calidad de prestación del servicio en criterios de confiablidad para la optimización de tiempos de interrupción de los sistemas de distribución en Colombia.
- Documentar los avances más relevantes en los métodos de localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica.
- Realizar una comparación de los métodos de localización de fallas para la reducción de los tiempos de interrupción.

4. Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica en Colombia

Generalmente la energía eléctrica en Colombia y en parte del mundo se produce en grandes plantas de generación centralizadas, las cuales comúnmente están localizadas en lugares muy alejados de las grandes poblaciones, lo cual hace necesario que se requiera de infraestructura para realizar el transporte de la energía eléctrica hasta los usuarios finales, generalmente compuesta por líneas eléctricas de transmisión nacional que operan con tensiones muy elevadas para entregar la energía a grandes subestaciones, próximas a las zonas urbanas, y desde allí la energía es distribuida en circuitos eléctricos a tensiones menos elevadas, y finalmente es entregada a los consumidores en su domicilio.

Al conjunto de elementos que se utilizan para realizar la transmisión regional y la distribución de la energía hasta los usuarios finales, la Comisión de Regulación de Energía en Colombia, asigna el nombre de sistemas de transmisión regional (STR) y Sistemas de distribución local (SDL), estos se clasifican por niveles de tensión, en función de la tensión nominal de operación (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018), según la siguiente definición:

Tabla 1.

Niveles de tensión de sistemas de transmisión y de distribución local

Sistema	Nivel de tensión	Tensión de operación
Sistema de transmisión Regional - STR	Nivel 4	Tensión nominal mayor o igual a 57,5kV y menor a 220kV
Sistema de distribución Local - SDL	Nivel 3	Tensión nominal mayor o igual a 30kV y menor de 57,5kV
	Nivel 2	Tensión nominal mayor o igual a 1kV y menor de 30kV.
	Nivel 1	Tensión nominal menor a 1kV.

Nota: (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018)

Los sistemas de distribución local suelen agruparse en circuitos primarios y circuitos secundarios, los circuitos primarios o también conocidos como circuitos alimentadores son los que operan en niveles de tensión 2 y 3, y los circuitos secundarios conocidos como redes de baja tensión son los que operan en el nivel de tensión 1; estos últimos no se consideran en este trabajo.

4.1 Antecedentes

En el desarrollo de los métodos de localización de fallas, distintos autores han propuesto métodos como los basados en impedancias (Novosel, Hart, Hu, & Myllymaki, 1998) (Takagi, Yamakoshi, Yamaura, Kondow, & Matsushima, 1982) (Mora, Meléndez, & Carrillo, 2008). En estos métodos generalmente se registran las mediciones de la corriente eléctrica y la diferencia de potencial en las salidas de los circuitos alimentados desde la subestación eléctrica, y con base en estas dos variables se estima una impedancia que es proporcional a la distancia aproximada para la localización de la falla. Este método puede catalogarse como económico, sencillo y ampliamente usado, para localización de fallas en sistemas de trasmisión de energía eléctrica, sin ramificaciones y de conductores muy similares; pero que no resulta ser lo suficientemente adecuado para la localización de fallas en los sistemas de distribución de energía eléctrica, debido a que estos presentan generalmente bifurcaciones y conductores eléctricos de diversas características.

Otros autores proponen implementar los métodos de localización de fallas con base en la instalación de dispositivos de identificación y detección de fallas (FDI), los cuales se instalan en sitios estratégicos de los sistemas de distribución de energía para monitorizar, mediante una método de detección por decisión binaria, y determinar si ha ocurrido o no una falla, finalmente localiza el componente defectuoso, proporcionando información detallada de la línea que puede utilizase para el pronóstico y corrección automatizada de fallos (Ge, et al., 2017).

También se han implementado métodos de localización de fallas en redes de distribución de energía eléctrica basadas en PMU (Phase Measurement Units), en donde los autores afirman que "El uso de plataformas de hardware de bajo costo está contribuyendo al uso masivo de PMU en las redes de distribución", este método pretende implementar las funcionalidades de localización de fallas para las redes de distribución utilizando la estimación del estado de la red (Pignati, Zanni, Romano, Cherkaoui, & Paolone, 2017).

Los métodos de localización de fallas basados en la adquisición de información con sensores dispuestos en los sistemas de distribución de energía eléctrica, generalmente van acompañados de grandes inversiones de capital, es por tal razón que "la mayoría de las redes eléctricas no están equipadas con sensores" (Al-Kanj, Bouzaiene-Ayari, & Powell, 2017), lo que puede explicar por qué los distribuidores de energía eléctrica en Colombia todavía dependen de las llamadas telefónicas realizadas por sus clientes para poder detectar y localizar las interrupciones en sus sistemas de distribución de energía eléctrica, desde esta perspectiva se establece un nuevo método para poder aprovechar la poca información que se obtiene de las llamadas de los clientes para poder localizar de manera efectiva las fallas en los sistemas de distribución de energía eléctrica (Al-Kanj, Bouzaiene-Ayari, & Powell, 2017).

5. Regulación de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica Aplicada a los Sistemas de Distribución en Colombia

La Comisión de Regulación de Energía y Gas establece la evaluación y seguimiento de la calidad de los sistemas de distribución en dos áreas, la primera hace referencia a la calidad de la potencia suministrada por los sistemas de distribución, en la que concretamente se evalúan las

desviaciones de los valores especificados para las variables de tensión y forma de onda de tensión y corriente, las cuales no se consideran en este documento, la segunda área hace referencia a la calidad de la prestación del servicio de energía considerando criterios para la confiablidad ofrecido por los distribuidores de energía eléctrica (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1998).

Como la calidad del servicio de energía eléctrica para los sistemas de distribución es medida por criterios de confiablidad, se puede decir que la calidad del servicio es medida de acuerdo con la probabilidad de que estos sistemas desempeñen sus tareas en las condiciones operativas específicas por un periodo de tiempo definido. La interrupción del servicio es la variable medible con la que se evalúa la confiabilidad de los sistemas de distribución, para lo cual, la comisión de regulación de energía la clasifica de acuerdo con su origen y duración.

5.1 Clasificación de las Interrupciones

La comisión de regulación de energía establece que las interrupciones se deben clasificar de acuerdo a su duración (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1998) de la siguiente manera:

- **Instantáneas**: Son aquellas suspensiones del servicio cuya duración es inferior o igual a un (1) minuto.
- **Transitorias**: Son aquellas suspensiones del servicio cuya duración es superior a un (1) minuto y menor o igual a cinco (5) minutos.
- **Temporales**: Son aquellas suspensiones del servicio de energía cuya duración es mayor a cinco (5) minutos.

Así también define que estas deben clasificarse teniendo en cuenta el origen de las interrupciones de la siguiente manera (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1998):

- **No Programadas**: Son aquellas interrupciones que obedecen a eventos no programados.
- **Programadas**: Son aquellas interrupciones que obedecen a eventos programados.

Para la evaluación de la calidad de los Sistemas de distribución la CREG establece los indicadores SAIDS y SAIFI, definidos en el estándar IEEE, en este propósito establece: indicadores de calidad media que mide duración (SAIDS) y frecuencia (SAIFI) de las interrupciones; indicadores de calidad individual (DIU) y los indicadores de referencia de calidad mínima garantizada (Ver Apéndice A).

5.2 Exclusiones de Interrupciones del Servicio

La Comisión de Regulación de Energía establece que no todas las interrupciones del servicio de energía en los sistemas de distribución serán objeto para el cálculo de los indicadores de calidad media e individual, que deben reportar los distribuidores de energía. Es así que, a continuación, se mencionan las interrupciones que no se consideran (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

- Interrupciones del servicio cuya duración sea igual o inferior a tres (3) minutos.
- Interrupciones del servicio originadas por racionamiento programado o por racionamiento de emergencia, originadas por fallas o insuficiencias en la actividad de generación entregada al sistema nacional interconectado, cuando así lo haya definido el consejo nacional de operación.

- Interrupciones del servicio que se originen a causa de indisponibilidades de activos del sistema de transmisión nacional o del sistema de transmisión regional.
- Interrupciones del servicio a solicitud de organismos de socorro o autoridades competentes, por eventos que pongan en riesgo la seguridad ciudadana.
- Interrupciones del servicio que se originan en activos de nivel de tensión uno propiedad del cliente y este haya notificado al distribuidor de energía la decisión de reponerlo durante las primeras 24 horas desde el registro de la falla.
- Interrupciones del servicio que se originan en activos de nivel de tensión uno propiedad del cliente y este no haya notificado al distribuidor de energía, la decisión de reponerlo durante las primeras 24 horas desde el registro de la falla. Así mismo por el tiempo hasta que se normaliza el servicio, siempre y cuando este tiempo no supere las siguientes 72 horas.
- Interrupciones del servicio que se originan debido a catástrofes naturales, tales como terremotos, huracanes, maremotos, erosión (volcánica, fluvial o glacial), ciclones y/o tornados.
- Interrupciones del servicio que se originan debido a actos terroristas.
- Interrupciones del servicio que se originan fuera de las horas correspondientes a los "períodos de continuidad" acordados en las zonas especiales.
- Interrupciones del servicio que se originen en el sistema de alumbrado público entre las 06:00 a. m. y 06:00 p. m.
- Interrupciones del servicio que se originen por cortes o suspensión del servicio, por el incumplimiento al contrato de condiciones uniformes, por parte del usuario.
- Interrupciones del servicio que se originen por cortes o suspensión del servicio, por programas de limitación del suministro a comercializadores.

- Interrupciones del servicio que se originen por entres distritales, municipales y departamentales u organismos estatales competentes en temas de infraestructura y medio ambiente para trasladar o adecuar infraestructura eléctrica, en concordancia con los planes de ordenamiento territorial.

- Interrupciones del servicio que se originen por la ejecución del plan de inversión, en cuanto a reposición y modernización de subestaciones eléctricas.

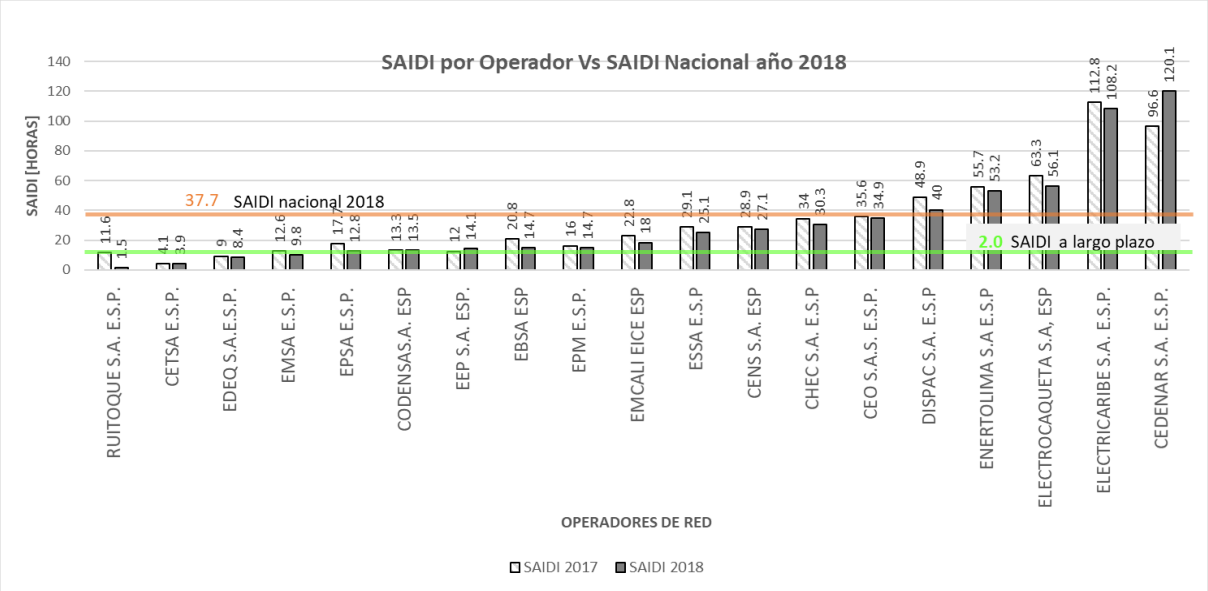
5.3 Indicadores de Referencia Nacional

Para comprender las dificultades y retos que deben superar los distribuidores de energía con referencia a la calidad del servicio, se deben conocer los indicadores calidad medida SAIDI y SAIFI a nivel país, previos a la implementación de la nueva metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en Colombia reglamentada en la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

Un diagnóstico de la calidad del servicio de energía previo a la implementación de la nueva metodología de remuneración de la actividad de distribución en Colombia fue realizado por la Superintendencia de Servicios Públicos (Superintendencia de Servicio Públicos Domiciliarios, 2019), donde se detalla el estado de los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI por operador de red, en comparación con los indicadores de calidad media SAIDI y SAIFI nacional. Importante rescatar de este informe que a corte de diciembre 2018 el indicador de referencia SAIDI nacional, se encontraba en 37,7 horas acumuladas de interrupciones al año por usuario, y el indicador de referencia SAIFI nacional se encontraba en 48 interrupciones en promedio al año por usuario, los cuales son ilustrados en Figura 1 y Figura 2.

Figura 1.

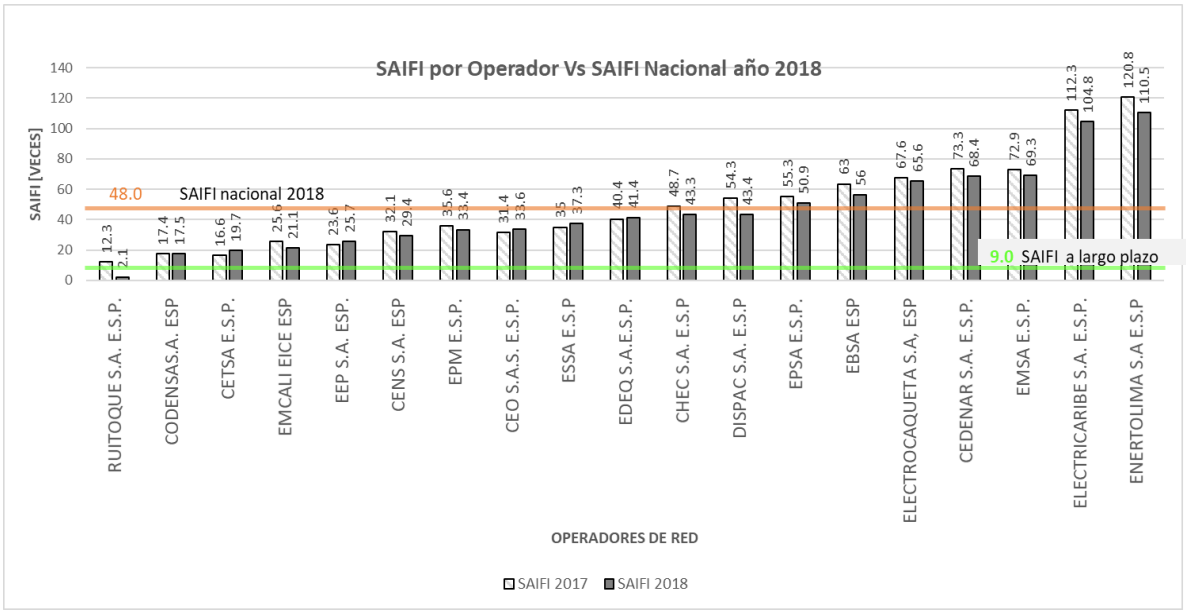
SAIDI por Operador Vs SAIDI Nacional año 2018.



Fuente: (Superintendencia de Servicio Públicos Domiciliarios, 2019)

Figura 2.

SAIFI por Operador Vs SAIFI Nacional año 2018.



Fuente: (Superintendencia de Servicio Públicos Domiciliarios, 2019)

Al realizar un análisis de evaluación de la reducción anual del SAIDI y SAIFI en el periodo 2017 a 2018 obtenida por los 19 operadores estudiados en (Superintendencia de Servicio Públicos Domiciliarios, 2019), se logra evidenciar que los operadores de red solo lograron disminuir en promedio el 2% en el indicador SAIDI y 3,5 % en el indicador SAIFI, dichos promedios no logran superar la meta de reducción anual esperada de 8% propuesta en la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018). Del mismo modo, en la Figura 1 y Figura 2 se evidencia la meta esperada de calidad media a largo plazo (línea de color verde), es evidente que los distribuidores de energía en Colombia, deben implementar prácticas diferentes a las adoptadas en el pasado, debido al grado de exigencia con referencia a la calidad del servicio de energía eléctrica aplicada a los sistemas de distribución en Colombia.

Sin embargo, antes de entrar en detalle de cuáles son las principales recomendaciones de diversos autores en razón a las estrategias o practicas más eficientes en cuanto a la optimización de los indicadores de calidad, primero se aborda en la sección siguiente la clasificación de las fallas típicas y frecuentes en los sistemas de distribución

5.4 Conclusiones Regulación de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica

El conocimiento de la calidad del servicio de energía eléctrica aplicada a los sistemas de distribución, ayuda a comprender los retos y dificultades que deben asumir los distribuidores de energía del país a corto y largo plazo. Asimismo, con base en las condiciones previas a la implementación de la nueva metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en Colombia, se puede concluir que los operadores de red necesariamente deben implementar nuevas prácticas y estrategias mucho más eficientes a las adoptadas en el pasado, si dentro de sus visiones de negocio está la permanencia a largo plazo en este mercado.

6. Métodos de Localización de Fallas en Sistemas de Distribución

En los sistemas de distribución de energía eléctrica se producen fallas por desgaste propio en el aislamiento, desgaste mecánico o por perturbaciones externas. Las fallas pueden ser de dos tipos: las de tipo serie producidas por desequilibrio en la impedancia y las fallas de derivación o paralelas que provocan el desequilibrio ocasionado por la interconexión entre las fases de distribución (Ver Apéndice B).

Dada las dificultades y los retos que deben asumir los distribuidores de energía del país a corto, mediano y largo plazo, ante la implementación de la nueva metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en Colombia reglamentada en la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018), y reconociendo que los sistemas de distribución normalmente están expuestos a fallas en razón a su importancia para el desarrollo de las sociedades actuales y de las limitaciones económicas para la construcción de sistemas cien por ciento confiables; hace que necesariamente los distribuidores de energía deban implementar nuevas prácticas y estrategias mucho más eficientes a las adoptadas en el pasado, si dentro de sus visiones de negocio está la permanencia a largo plazo en este mercado regulado.

Debido a la naturaleza de las redes de distribución y en razón a las limitaciones económicas para su construcción, estas suelen ser construidas para operar en configuraciones radiales con una única fuente de alimentación, en longitudes diversas y múltiples ramificaciones, lo que normalmente dificulta la implementación de sistemas de auto-reparación de las líneas y reconfiguración automática, no obstante, diversos autores han informado que antes de implementar técnicas de aislamiento y restauración automatizada de fallas, primero se debe conocer el lugar exacto donde se originó, así también están de acuerdo que una manera eficiente y efectiva para

mejorar los indicadores de calidad de la prestación del servicio, consiste en implementar métodos de localización de fallas, los cuales son de gran ayuda para minimizar los tiempos de interrupción y restauración del servicio (Kraikiat & Tayjasanant, 2017), (Pereira, Silva, Kezunovic, & Mantovani, 2009), (Trindade, Freitas, & Vieira, 2014), (Hossan & Chowdhury, 2019), (Shafiullah & Mohammad, 2017).

En razón a lo anterior, se han estudiado métodos para localización de fallas en los sistemas de distribución, que sirvan como herramientas tecnológicas a los distribuidores de energía, para mejorar los tiempos de interrupción, sin embargo, la principal limitación que se tiene para el diseño de métodos de localización de fallas con aplicación en sistemas de distribución, es el grado de complejidad de la naturaleza propia del sistema. Debido a que un sistema de distribución real es altamente ramificado y desequilibrado por presencia de ramales o laterales que pueden ser monofásicos, bifásicos o trifásicos; también es heterogéneo debido a que los conductores son de diferentes tamaños, longitudes y con presencia de líneas aéreas y subterráneas. Asimismo, presentan cargas intermedias a lo largo del alimentador principal y los laterales. Lo anterior, hace que la implementación de métodos de localización de fallas en un sistema de distribución no sea una tarea sencilla.

Para superar las limitantes que existen en la aplicación de métodos de localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica, se han propuesto diferentes métodos de localización de fallas que pueden ser divididos en dos categorías: métodos basados en técnicas tradicionales y los basados en técnicas de conocimiento o de inteligencia artificial. Entre los métodos que utilizan técnicas tradicionales, se destacan los basados en ondas viajeras, y los que utilizan la medición de las variables de tensión y corriente en un solo punto, como lo hacen los basados en impedancia. Por otro lado, están los métodos de localización de fallas basados en

mediciones dispersas que instalan dispositivos de medición con comunicación remota, para obtener información en tiempo real del sistema y superar las limitantes de los métodos tradicionales. Finalmente, están los métodos de localización de fallas basados en el conocimiento que utilizan aprendizaje automatizado como los de inteligencia artificial, los basados en redes neuronales artificiales (ANN), algoritmos genéticos (AG), lógica difusa y máquinas de soporte vectorial (SMV) (Kazim, Khawaja, Zabit, & Huang, 2020) (Kraikiat & Tayjasanant, 2017), (Pereira, Silva, Kezunovic, & Mantovani, 2009), (Trindade, Freitas, & Vieira, 2014), (Gururajapathy, Mokhlis, & Illias, 2017), (Cho, Thom, & Hsu, 2016).

Debido a que el método de localización de fallas basado en impedancias desde un solo extremo fue uno de los primeros métodos que originaron los estudios de localización de fallas, en esta sección se considera como el método de referencia, para confrontar los avances que se han publicado durante los últimos diez años en artículos de revistas científicas. La elección de las publicaciones más antiguas se realiza con base en el número de citaciones, y las más recientes que se eligen por su alta relación con el tema de estudio y por sus importantes aportes en el desempeño con respecto a los métodos de localización tradicionales (Takagi, Yamakoshi, Yamaura, Kondow, & Matsushima, 1982).

No obstante, las características a destacar en los métodos de localización estudiados serán aquellas que logran satisfacer en mayor medida las principales limitantes que se tienen ante la implementación de los métodos de localización basados en impedancias desde un solo extremo, de las cuales podemos mencionar las siguientes:

- **Sensibilidad al tipo de falla:** Posibilidad del reconocimiento de diferentes tipos de falla de corto circuito.
- **Efecto de la carga:** Debido a la dinámica y variación de la carga con respecto al tiempo.

- **No homogeneidad:** Debido a la diversidad de longitudes y tipo de conductores.
- **Sistema no balanceado:** Debido a la presencia de ramales o laterales que pueden ser monofásicos, bifásicos o trifásicos.
- **Cargas intermedias:** Debido a la presencia de cargas intermedias a lo largo de la línea.
- **Error de múltiple estimación:** Debido a la presencia de laterales o ramificaciones
- **Resistencia de falla**: Debido las diferentes magnitudes de la resistencia de falla que pueden presentarse.
- **Distancia de falla:** Debido a la dependencia que existe en la precisión del método para fallas distantes.
- **Aplicación en generación distribuida:** la facilidad para adoptarse ante la penetración de generación distribuida.

Con base en lo anterior, a continuación se describen los principales métodos de localización de fallas y sus principales avances registrados para la aplicación en los circuitos de distribución primarios de sistemas de distribución.

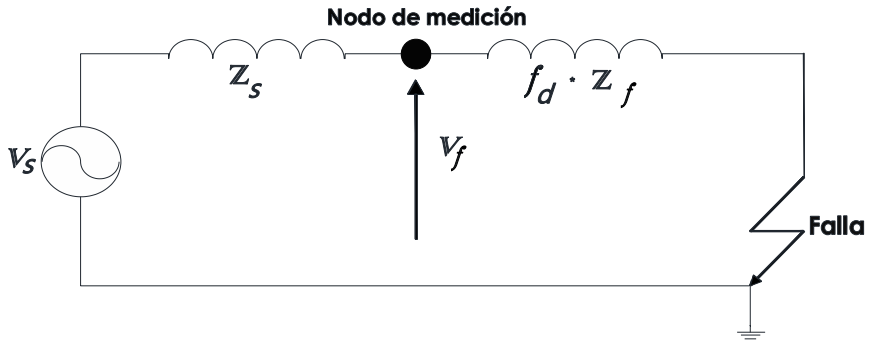
6.1 Métodos de Localización de Fallas que Utilizan Técnicas Tradicionales

Estos métodos de localización de fallas son catalogados como tradicionales debido que su principio de funcionamiento se basa en el uso de técnicas similares a las que dieron origen a los métodos de localización de fallas en los sistemas de transmisión de energía, debido a la forma de construcción de las redes de transmisión, generalmente utilizan conductores de características similares, sin presencia de ramas laterales y cargas intermedias. Esto hace que en teoría sea menos compleja la implementación de métodos de localización de fallas, utilizando procesos que solo

requieren información de datos técnicos del modelo; como lo son las impedancias de las líneas, y las mediciones en uno o dos puntos de las variables de tensión y la corriente, a frecuencia fundamental o a frecuencias superiores.

Figura 3.

Modelo básico de métodos basados en impedancias.



Fuente: (Gururajapathy, Mokhlis, & Illias, 2017).

6.1.1 Método de localización de fallas basados en impedancias.

Los métodos de localización de fallas basados en impedancia son los más populares en la literatura de localización de fallas. Entre los más conocidos se destacan el método de Novosel presentando en (Novosel, Hart, Hu, & Myllymaki, 1998) y el de Takagi en (Takagi, Yamakoshi, Yamaura, Kondow, & Matsushima, 1982). El principio de funcionamiento básico de estos métodos consiste en utilizar los datos de las mediciones de tensión y corriente en la subestación o cabecera de circuitos; antes, durante o después de la ocurrencia de la falla, para establecer la distancia desde donde se originó la perturbación del sistema. Dentro de sus principales ventajas, se destaca la simplicidad de sus algoritmos y de las ecuaciones para la estimación de la distancia de falla. Asimismo, estos métodos son los preferidos por los distribuidores de energía por su bajo costo de implementación, comparados con otros métodos tradiciones basados en ondas viajeras

(Gururajapathy, Mokhlis, & Illias, 2017), (Krishnathevar & Ngu, 2012), (Aboshady, Thomas, & Sumner, 2019).

En la Figura 3 se puede apreciar la configuración básica de estos métodos, comúnmente se instalan medidores de energía eléctrica que registran tensiones y corrientes en la cabecera del circuito. Otras configuraciones más complejas, adicionan la instalación de uno o más medidores de energía eléctrica sobre nodos específicos a lo largo del circuito alimentador; estos generalmente deben utilizar comunicación remota de datos, (sincronizada o no sincronizada por reloj) a fin de realizar el análisis y procesamiento de datos.

El principio básico de funcionamiento de los métodos basados en impedancia considera que con las magnitudes de tensión y corriente medidas durante una falla, se pueden relacionar de acuerdo con la Ley de Ohm, para poder determinar la distancia de falla dada por **(1)**.

$$f_d = \frac{V_f}{I_f * Z_l} \qquad (1)$$

En modelo básico para el análisis de los métodos de localización basados en impedancias es representado en la *Figura* 3 donde las variables V_f y I_f representan las magnitudes de tensión y corriente durante una falla, Z_l representa la magnitud de las impedancias de los conductores por unidad de longitud, f_d representa la distancia de falla calculada desde el nodo de medición, $V_s \; y \; Z_f$ representa la magnitud del voltaje e impedancia de la fuente.

Una de las principales desventajas que tienen los métodos de localización de fallas basados en impedancias, en los sistemas de distribución, es la dificultad para obtener el equivalente real de la impedancia por unidad de longitud Z_l debido a la gran variedad de las características de los conductores utilizados y el número de ramificaciones presentes en estos sistemas. Otra desventaja,

que se tiene con los modelos basados en impedancia, se debe a que comúnmente su ecuación de cálculo asume que la carga conectada al sistema es constante, o inclusive en la mayoría de los casos es despreciada (Aboshady, Thomas, & Sumner, 2019).

Así también el error en la estimación de la distancia es fácilmente afectado por la resistencia de falla. Generalmente su precisión es tolerable para resistencias de falla pequeñas, por lo cual son ideales para la localización de fallas de corto circuito y poco utilizado para fallas de alta impedancia. Su precisión es inversamente proporcional a la distancia de falla f_d, debido a la no homogeneidad del sistema, la presencia de cargas intermedias, así como los errores de múltiple estimación, debido a grandes ramificaciones, comunes en las redes de distribución reales (Krishnathevar & Ngu, 2012).

Las publicaciones recientes, en referencia a estos métodos de localización de fallas, centran su atención principal al estudiar y tratar de mejorar las principales desventajas que tienen estos métodos. Se presenta un método que propone eliminar el error de múltiple estimación de la distancia de falla, aplicando una mejora al método tradicional de localización de fallas basado en impedancias de extremo único, en un sistema de distribución radial trifásico. Utilizando el modelo de línea corta y mediante un análisis simple de la medición de corriente y de tensión a frecuencia fundamental obtenidas en la subestación en el momento de la falla. Para no despreciar los desequilibrios presentes en una red de distribución con laterales monofásicos, bifásicos y cargas desequilibradas el análisis se realiza en componentes de fase.

Le método propuesto primero realiza el cálculo de la distancia de falla para identificar cuáles secciones del alimentador pueden tener la ubicación real de la falla. Después de identificados las secciones candidatas a la ubicación real de la falla, se realiza un análisis mediante un índice de error en función del corriente de falla estimada en cada una de las fases de las

secciones candidatas, incluidas las de las fases sin falla. Como resultado de este análisis se declara la sección del alimentador en falla, aquella que tenga el índice más bajo, de esta manera se elimina el error de múltiple estimación de distancia de falla presente en los métodos basados en impedancia desde un extremo. Las mejoras propuestas, que consideran los efectos de los desbalances presentes en los circuitos de distribución radiales debido a la existencia de laterales monofásicos y bifásicos y el efecto de cargas desequilibradas, logran eliminar el error de múltiple estimación del punto de falla, el cual está presente en los métodos basados en impedancia desde un extremo (Krishnathevar & Ngu, 2012). Este método no funciona para las fallas trifásicas desbalanceadas, y debido a su simplicidad, al considerar un modelo de línea corta, ignora los efectos capacitivos e inductivos de la línea y así también, no estudia los efectos de la generación distribuida presentes en los sistemas de distribución actuales.

En Aboshady, Thomas, & Sumner (2019), se presenta una mejora al método de localización de fallas basado en impedancias de banda ancha desde un extremo, usando el análisis del sistema a frecuencias no fundamentales. Este método no ignora los efectos inductivos y capacitivos de las líneas presentes en un circuito de distribución real. Propone disminuir el error en la estimación de la distancia de falla, utilizando modelo de línea de parámetros distribuidos.

Según las simulaciones para fallas monofásicas a tierra y fallas entre fases, este método logra superar los efectos de la incertidumbre de los parámetros de la línea, los efectos del ángulo de inicio de la falla y el efecto del ruido en la medición (Aboshady, Thomas, & Sumner, 2019); este último es muy relevante debido a las complejidades presentes al tener una ventana de datos corta (40ms) y la captura de mediciones a una frecuencia de muestreo de 20kHz. Sin embargo, este método asegura tener un error absoluto de 50 m en la estimación de la distancia de falla, el cual es muy bajo considerando que la simulación fue realizada en el circuito de pruebas IEEE de

34 barras, de características comunes de los sistemas de distribución, por ejemplo, cargas desequilibradas, laterales monofásicos y trifásicos y secciones de alimentador no homogéneas, de una longitud total de 93 km aproximadamente, donde el tramo más largo es de 58 km aproximadamente.

Sin embargo, las mejoras propuestas por Aboshady, Thomas, & Sumner (2019), no estudian el efecto del error de múltiple estimación presente en los métodos de localización de fallas basados en impedancias desde un extremo, así mismo ignora los efectos de la generación distribuida presentes en los sistemas de distribución actuales, y aunque se discute que el análisis de fallas fase a fase sigue siendo válido para las fallas trifásicas, estas fallas no fueron analizadas en la simulación.

6.1.2 Método de localización de fallas basados en ondas viajeras.

Los métodos de localización de fallas basados en ondas viajeras, o de ondas itinerantes, al igual que los métodos basados en impedancias desde un solo extremo, habitualmente registran mediciones en la subestación o cabecera del circuito antes, durante o después de la ocurrencia de la falla, con el fin de calcular la distancia desde donde se originó la perturbación del sistema. Sin embargo, el modelo matemático de estos métodos generalmente se realiza mediante el principio de transmisión y reflexión de las ondas viajeras en el dominio del tiempo en alta frecuencia (Gururajapathy, Mokhlis, & Illias, 2017), (Haleem, Sharma, Sajan, & Babu, 2018), (Shafiullah & Mohammad, 2017).

Estos métodos analizan la respuesta en alta frecuencia a las perturbaciones que se presenta en los sistemas de distribución ante una falla. Algunos basan su funcionamiento solo en el procesamiento de la perturbación origina al momento de la falla. Otros inyectan al sistema una

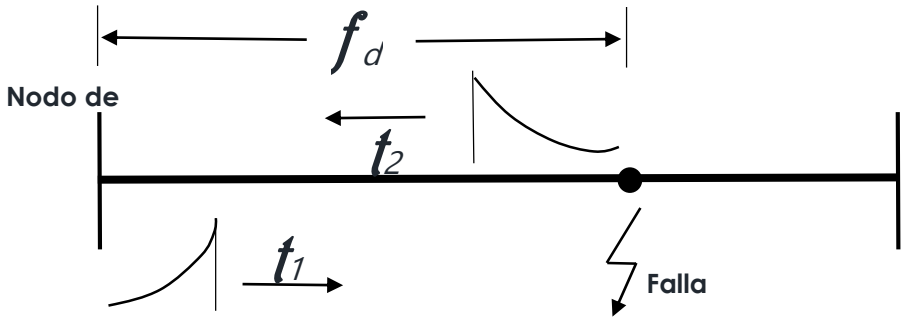
onda viajera de alta frecuencia, que se propaga a través de los conductores, para analizar las características que se obtienen como respuesta al reflejo de la onda inyectada. La limitante de estos métodos generalmente es la carga computacional que se requiere para el procesamiento de datos, así como el requisito de un instrumento de medición con una frecuencia de muestreo muy alta en el orden de los mega Hertz (Gururajapathy, Mokhlis, & Illias, 2017), (Haleem, Sharma, Sajan, & Babu, 2018), (Shafiullah & Mohammad, 2017).

El principio básico de funcionamiento de los métodos basados en ondas viajeras considera que si se conoce la velocidad de propagación de la onda inyectada y el tiempo que tarda en transmitirse y reflejarse desde el dispositivo localizador hasta la ubicación de falla, las anteriores variables pueden relacionarse mediante el principio de transmisión y reflexión de las ondas viajeras para poder determinar la distancia de falla dada por (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1998).

Figura 4.

Modelo básico de métodos basados en ondas viajera.

$$fd = \left(\frac{v * (t_2 + t_1)}{2}\right) \quad (2)$$



Fuente: (Gururajapathy, Mokhlis, & Illias, 2017).

La configuración más básica de estos métodos es ilustrada en la Figura 4 en donde el t_1 representa el tiempo tomado por la onda inyecta para alcanzar el punto de falla, t_2 representa el tiempo tomado por la onda reflejada desde el punto de falla hasta el nodo de medición y f_d representa la distancia de localización de falla desde el nodo de medición.

Una publicación reciente de un método de localización de fallas basado en ondas viajeras es estudiada por Abad, et al., (2016), donde se experimenta la posibilidad de encontrar la distancia del punto de falla mediante la inyección de una onda de tensión en la cabecera del circuito alimentador primario. Además, demuestra que el método puede superar gran parte de las limitaciones existentes en los métodos de localización de fallas basado en impedancias desde un extremo. Al resistir los efectos de la resistencia de falla, distancia de falla, desbalanceo entre las fases y cargas desequilibradas, tanto para redes aéreas como para redes subterráneas en sistemas eléctricos con o sin él neutro conectado a tierra.

El principio de funcionamiento del método estudiado consiste en un dispositivo localizador de fallas instalado en la cabecera del circuito alimentador primario. Este tiene la función de generar una onda de tensión en pulsos de alta frecuenta u^+, como también la de registrar y procesar la onda reflejada u^- que se origina como respuesta a la onda inyectada. La onda de tensión de alta frecuencia se inyecta al sistema a razón de un pulso por segundo en cada fase, cada pulso dura 2,5μs con un tiempo de aceleración y deceleración de aproximadamente 100ns, y su amplitud de onda es de 325V; las características de la onda de pulso hacen que resulte inofensiva para el sistema de distribución tanto en su funcionamiento normal como en condición de falla. La función de censado del dispositivo, se realiza a una frecuencia de muestreo de 1 MHz.

El método propuesto utiliza las ecuaciones del telegrafista, para fundamentar su técnica de localización basada en ondas viajeras, la ecuación describe la respuesta de una onda reflejada u^-

ante la incidencia de una onda inyecta u^+ y en se describe el coeficiente de reflexión de dicha onda en el dominio del tiempo, en donde v representa la velocidad de propagación y x la distancia recorrida de la onda.

$$u^-\left(\mathrm{t}-\frac{x}{v}\right)=u^+\left(\mathrm{t}-\frac{x}{v}\right)*\Gamma(x,t) \quad (3)$$

$$\Gamma(x,t)=\frac{u^-\left(\mathrm{t}-\frac{x}{v}\right)}{u^+\left(\mathrm{t}-\frac{x}{v}\right)} \quad (4)$$

El procesamiento de las respuestas a los impulsos de la onda inyectada del método estudiado en Abad, et al., (2016), se realiza mediante la comparación de la onda reflejada antes de la falla descrita por (5) y la onda reflejada después de la falla descrita en (6).

$$u_{PF}\left(\mathrm{t}+\frac{x}{v}\right)=u^+\left(\mathrm{t}-\frac{x}{v}\right)+u^+\left(\mathrm{t}-\frac{x}{v}\right)+\Gamma_{PF}(x,t) \quad (5)$$

$$u_F\left(\mathrm{t}+\frac{x}{v}\right)=u^+\left(\mathrm{t}-\frac{x}{v}\right)+u^+\left(\mathrm{t}-\frac{x}{v}\right)+\Gamma_F(x,t) \quad (6)$$

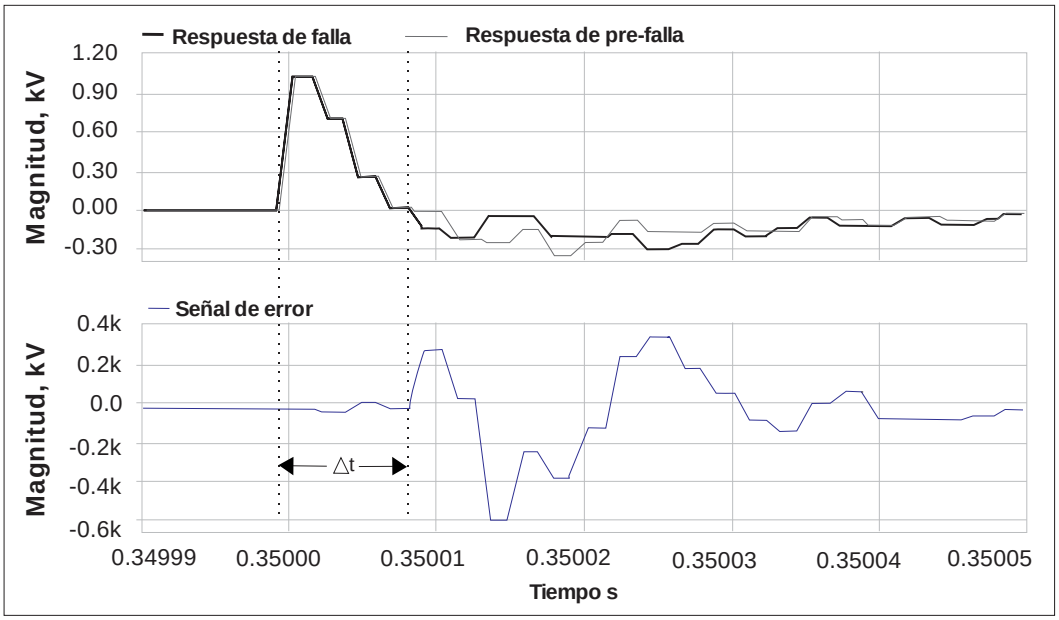
La comparación de las ondas reflejadas antes y después de la falla es realizada mediante (7) y la señal de error que es generada mediante la función (8) se utiliza para encontrar la diferencia del tiempo de estas ondas, como se observa en la Figura 5.

$$\Delta_u=u^+\left(\mathrm{t}-\frac{x}{v}\right)*((\Gamma_{PF}(x,t)-\Gamma_F(x,t)) \quad (7)$$

$$\frac{\Delta_u}{dt} = \frac{du^+\left(\mathrm{t} - \frac{x}{v}\right)}{dt} * ((\Gamma_{PF}(x,t) - \Gamma_F(x,t)) \quad (8)$$

Figura 5.

Comparación entre respuestas previas a la falla y de falla, y la señal de error obtenida como la diferencia entre ambas respuestas.



Fuente: (Abad, García, Halabi, & Andía, 2016)

Finalmente, el método de localización de fallas basado en ondas viajeras estudiado en (Abad, García, Halabi, & Andía, 2016) logra establecer la función característica para el cálculo de la distancia de localización de falla representada por (9).

$$d = v\frac{\Delta_t}{2} \quad (9)$$

En donde v representa la velocidad de propagación el pulso eléctrico a través de la línea y está calculada mediante (10).

$$v = \frac{1}{\sqrt{\varepsilon_r \varepsilon_0 \mu_0}} \qquad (10)$$

Dado que ε_0 y μ_0 son la permitividad relativa y la permeabilidad magnética en el espacio libre, respectivamente, la velocidad de propagación de la onda solo depende de la permitividad relativa ε_r del medio de propagación. Para redes aéreas sin aislamiento el medio de propagación es el aire por tanto ε_r=1, para redes subterráneas ε_r dependerá del material de propagación el cual está asociado con el material aíslate del conductor, sin embargo, este se puede medir con facilidad.

En un primer análisis realizado, se simula una falla monofásica a tierra a una distancia de 900 m desde el punto donde está instalado el dispositivo localizador, con dos escenarios, uno con resistencia de falla de 5 Ω y otro con una de 150 Ω (Abad, García, Halabi, & Andía, 2016). Los resultados presentados muestran que el aumento de la resistencia de falla a 150 Ω disminuye la amplitud de la onda refleja, sin embargo, para los dos escenarios, el método es capaz de calcular la distancia de falla correcta. El segundo análisis realizado, se efectúa con simulaciones de fallas monofásicas a tierra, fallas entre dos fases y fallas trifásicas, considerando variaciones en la resistencia de falla (0, 50, 100 y 150 Ω) así como en la distancia de falla (de 900 m a 10000 m), los resultados demuestran que el método puede localizar la distancia de falla, en este caso con una precisión del ±74 m en el 80% de los escenarios simulados, sin embargo, para las fallas más distantes (cercanas a los 10000 m) y con resistencia de falla alta (cercanas a los 150 Ω), el error en la precisión aumenta a un 3% para fallas monofásicas a tierra y un 0,8% para fallas trifásicas.

Finalmente, se puede concluir que con el método de localización de fallas basado en ondas viajeras, se obtienen excelentes resultados en cuanto el cálculo de la distancia de falla, a diferencia de los métodos de impedancia desde un extremo (Abad, García, Halabi, & Andía, 2016). Este método puede ubicar diferentes tipos de falla de corto circuito (monofásicas a tierra, bifásicas y trifásicas) logrando superar el efecto de la resistencia de falla, el desbalanceo entre las fases y cargas desequilibradas, tanto para redes aéreas como para redes subterráneas. Así mismo al no depender de las magnitudes de corriente de falla puede superar los efectos de la generación distribuida. Sin embargo, la principal desventaja del método es que no soluciona el error de múltiple estimación, se limita solo a sugerir la instalación de otros equipos de localización sobre los ramales, pero no estudia en detalle su implementación.

6.1.3 Método de localización de fallas basados en mediciones dispersas.

Los métodos de localización de fallas basados en mediciones dispersas aprovechan no solo las mediciones realizadas en la subestación o cabecera del circuito de distribución, también tienen la posibilidad de obtener información adicional del sistema, a través de dispositivos electrónicos inteligentes, infraestructura de medición avanzada, sensores de corriente, sensores de tensión e incluso sensores de campo magnéticos, los cuales, son estratégicamente ubicados a lo largo de todo el sistema de distribución para localizar fallas, generalmente con la posibilidad de estar integrados de forma remota con el centro de control y con la subestación.

Dentro de los principales aportes de los métodos de localización de fallas basados en mediciones dispersas, el más relevante es el tener la posibilidad de conocer la información en tiempo real del sistema, una gran limitante para los métodos de localización de fallas basados en impedancias desde extremo. Sin embargo, dentro de sus desventajas se pueden mencionar: la

dificultad para establecer el punto exacto donde se originó la falla, por tanto, su uso generalmente está limitado a determinar la sección del alimentador en falla. En razón a lo anterior su precisión está directamente relacionada con el número de dispositivos que se instalen a lo largo del alimentador. No obstante, un exceso de dispositivos dificultará la transferencia y procesamiento de datos, de igual manera, ante fallas propias en los dispositivos se inducirán múltiples juicios incorrectos de falla, generando error de múltiple estimación (Abad, García, Halabi, & Andía, 2016).

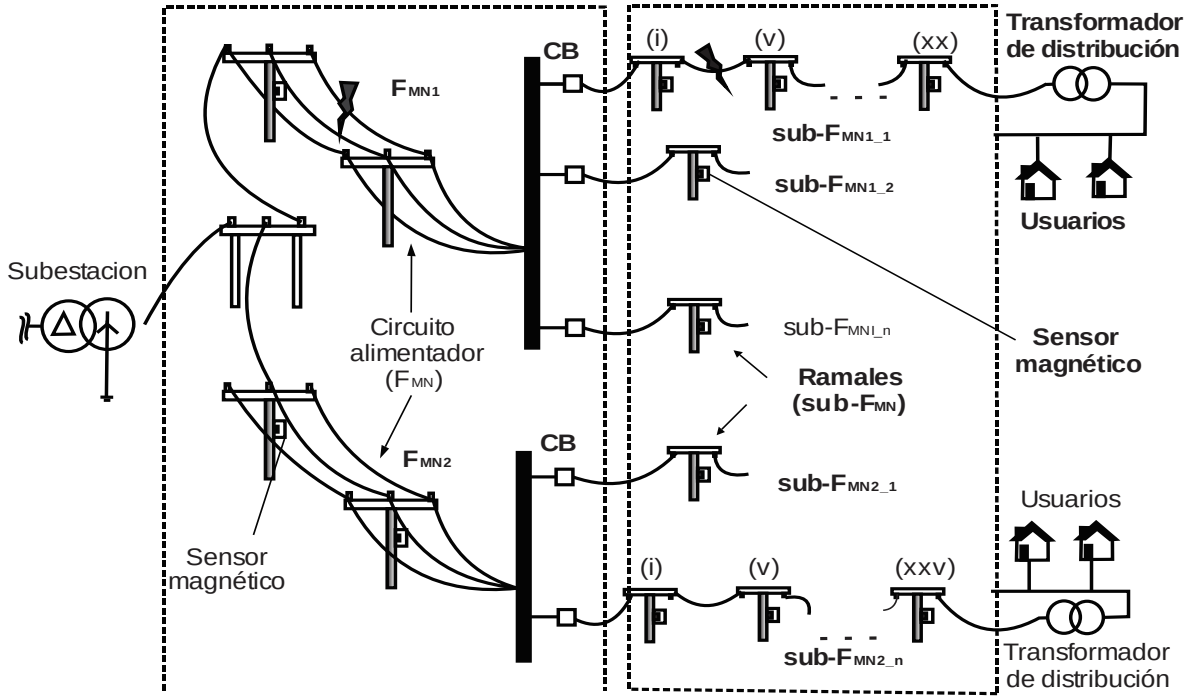
Una publicación reciente de un método de localización de fallas basado en mediciones dispersas es estudiada por Kazim, et al., (2020), el cual, intenta determinar la ubicación de la falla mediante el uso de sensores magnéticos con tecnología magneto resistiva. Es así, que logra superar las limitaciones existentes en los métodos de localización de fallas tradicionales desde un extremo. Como lo son, el error de múltiple estimación de la localización de falla, los efectos de la no homogeneidad de conductores, el desbalance de las líneas por laterales monofásicos y bifásicos, así como los efectos de la carga variable presentes en un sistema de distribución real.

El principio de funcionamiento del método estudiado en Estebsari, et al., (2016), consiste en instalar sensores de medición de campo magnético (sin contacto físico con la línea) a lo largo del circuito en alimentadores aéreos y en sus ramales, los cuales capturan mediciones del nivel del campo magnético y estos datos con enviados de manera remota a una unidad central. A partir de mediciones de registradas se construye la curva de onda del campo magnético de cada sensor, luego esta curva se analiza en una ventana de ejecución de 20 ciclos mediante dos algoritmos de carga computacional relativamente baja. El primer algoritmo realiza el juicio de detección real de una falla de cortocircuito mediante la comparación de los umbrales predefinidos. El segundo realiza la localización de la sección en falla mediante la comparación de las magnitudes del campo

magnético, este último asocia la magnitud más alta del campo magnético, con la ubicación más cercana a la sección de la falla.

Figura 6.

Red de distribución radial con alimentadores principales y alimentadores principales ramificados.



Fuente: (Estebsari, et al., 2016).

El método propuesto dirige su atención a la localización de la sección afectada de alimentador, originadas por fallas de corto circuito de baja impedancia (SLGF, DLGF, LLF, LLLF) (Estebsari, et al., 2016). El método supera los efectos de la no homogeneidad de conductores, la variabilidad de la carga en el tiempo y así como los efectos de la resistencia de falla; debido a la alta sensibilidad de los sensores, logra diferenciar claramente un estado de falla de un de desbalance; por tanto, estas condiciones no afectan de manera considerable las mediciones realizadas en el campo magnético.

Dentro de las principales desventajas que se pueden a atribuir al método propuesto, se puede mencionar que su efectividad se ve afectada para redes en disposición de doble circuito, por tanto, su aplicación está limitada solo a redes de circuito sencillo (Estebsari, et al., 2016). Por otro lado, anqué el método considera un índice de corrección por errores de medición, este método ignora el efecto del error de las falsas fallas que se pueden registrar debido a fallas propias en el funcionamiento de los sensores. Finalmente, el método no logra ubicar el sitio exacto de la falla, debió a que solo puede indicar la sección o tramo del alimentador en falla, por tanto, su nivel de detalle en la localización del sitio exacto de la falla dependerá directamente de la cantidad de sensores instalados.

Otro método de localización de fallas basado en mediciones dispersas propone superar las limitaciones existentes en los métodos localización de fallas tradicionales de extremo único, al extraer directamente desde el sistema de distribución los datos de magnitud de voltaje y corriente, ángulos de fase y factores de potencia en tiempo real tanto en la subestación, así como a lo largo del circuito alimentador primario, gracias a los sensores pasivos instalados en las barras; y en los circuitos secundarios, gracias a los medidores inteligentes instalados en las cargas. Los datos son transmitidos e integrados al sistema de gestión de distribución avanzado gracias al protocolo de comunicación ZigBee (Hossan & Chowdhury, 2019).

El método de localización basado en mediciones dispersas estudiado en (Hossan & Chowdhury, 2019), aunque no puede identificar el sitio exacto de la falla, propone eliminar los errores de múltiple estimación identificado correctamente la sección o secciones de falla, así, cuando existe más de una sección de falla simultáneas en ramales diferentes, normalmente asociadas a fallas originadas por condiciones climáticas adversas.

Para superar las desventajas que se tienen por capacidad de procesamiento de gran volumen de datos, propias de los métodos tradicionales de localización de fallas basados en mediciones dispersas, se utiliza un método impulsado por eventos que solo captura y recupera los datos de sensores y medidores inteligentes ante una alarma de falla. Luego, se aplica una versión modificada de la primera búsqueda en profundidad (MDFS), en función de un método novedoso llamado prueba de relación (RT), el cual, logra reducir el espacio de búsqueda y encontrar las supuestas zonas de falla. Posteriormente, solo en las zonas supuestas de falla, se realiza simulación de flujo de energía en línea y se extraen los perfiles de tensión; estos resultados son comparados con los datos de falla obtenidos de las mediciones, y mediante el uso de un índice de error se confirma la sección o secciones de fallas exactas.

Con las simulaciones presentadas se ilustra su capacidad para reconocer correctamente la sección o secciones afectadas, tanto para fallas monofásicas, bifásicas como trifásicas. También, se muestra su capacidad de localizar más de una falla sin error de múltiple estimación, asimismo, se muestra su robustez ante resistencias de falla altas (hasta de 500 Ω), y con alta presencia de generación distribuida de tipo fotovoltaica (hasta el 50% de la carga demandada por el sistema) (Hossan & Chowdhury, 2019).

Sin embargo, dentro de las principales desventajas observadas del método de localización de fallas basado en mediciones dispersas, se puede mencionar que el método no determina la ubicación exacta del sitio de falla, solo puede localizar la zona o zonas de falla. El método supone que todos los datos obtenidos de sensores y medidores inteligentes son correctos, por tanto, ignora los efectos de los errores en los registros ocasionados por fallas propias de los sensores y de los medidores inteligentes, común en este tipo de métodos. Por último, una gran desventaja es la necesidad de disponer de un sistema avanzado de gestión del sistema de distribución, con alta

cobertura de infraestructura de medición avanzada; lo cual es una limitante para los sistemas de distribución en países en vías de desarrollo como Colombia, debido a que la existencia de estos sistemas a nivel del país todavía es incierta en un periodo a corto plazo.

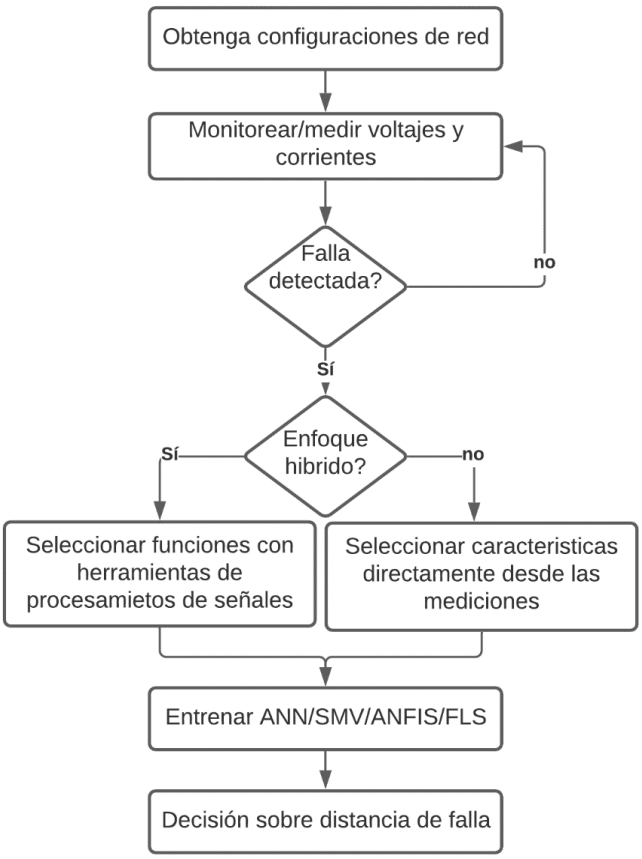
6.2 Métodos de Localización de Fallas Basados en el Conocimiento

Debido a las diversas complejidades e incertidumbres en razón a la naturaleza de los sistemas de distribución, a veces resulta difícil obtener resultados favorables con el uso de las técnicas convencionales adoptadas en los métodos tradicionales de localización. Por tanto, ha sido necesario aplicar nuevas técnicas, adoptando modelos basados en el aprendizaje automático o en el conocimiento, con el fin de localizar las fallas en los sistemas de distribución con una precisión razonable (Kazim, Khawaja, Zabit, & Huang, 2020).

El principio de funcionamiento de los métodos de localización de fallas basados en el conocimiento, es ilustrado en la Figura 7. Al igual que los métodos de localización de fallas basado en mediciones dispersas, este método también tiene la posibilidad de obtener información adicional del sistema. Sin embargo, estos métodos poseen la funcionalidad de aprendizaje automatizado, y la capacidad de procesar la gran cantidad de datos obtenidos desde las variables monitoreadas de una manera muy simple, lo que permite superar en gran medida las limitaciones presentes en los métodos tradicionales.

Figura 7.

Diagrama de flujo simplificado para métodos de localización de fallas basados en el conocimiento.



Fuente: (Shafiullah & Mohammad, 2017)

Dentro de las principales ventajas de los métodos de localización de fallas basados en el conocimiento podemos destacar su simplicidad, considerando que no requieren modelos matemáticos sofisticados y su exactitud depende en gran medida de la cantidad y calidad de los datos capturados para el entrenamiento de sus algoritmos de localización. Por tanto, su rendimiento es afectado cuando no cuenta con suficientes dispositivos de medición, así mismo cuando la calidad de las mediciones es deficiente. Sin embargo, una cantidad exagerada de estos

dispositivos de medición de alta calidad tampoco es la solución más económica, por tanto, su implementación se debe realizar mediante un equilibrio técnico-financiero (Shafiullah & Mohammad, 2017).

6.2.1 Método de localización de fallas basado en un autocodificador apilado.

En Luo, et al., (2020), se propone un método de localización de fallas que logra encontrar la ubicación exacta de la falla mediante una red neuronal, la cual utiliza un autocodificador apilado (SAE, por sus siglas en inglés - *Stack Auto-Encoder*), bajo el modelo de aprendizaje no supervisado. Este método supera las limitaciones existentes en los métodos localización de fallas tradicionales, debido a que puede encontrar el sitio exacto de la falla, resistir los efectos de la resistencia de falla y los errores ocasionados por el efecto del ruido en la captura de los datos.

El modelo estudiado en Luo, et al., (2020), está dividido en dos etapas principales, en la primera, realiza la localización de la sección del alimentador afectada por fallas monofásicas a tierra utilizado medidores con tecnología de micro-unidad de medida fasorial (μPMU, por sus siglas en inglés - *Microphasor Measurement Unit*), que son instalados en varios puntos a lo largo del circuito alimentador primario. Cada sección del alimentador está limitada por dos medidores μPMU, uno en cada extremo, que registran tanto las variables fundamentales de tensión y corriente, así como las formas de onda de corriente de secuencia cero durante una falla.

El para determinar la sección fallada, se realiza la comparación de formas de onda de corriente de secuencia cero, registradas por los medidores μPMU en cada extremo de la sección, mediante el coeficiente de correlación de Pearson (Luo, Tan, Li, Cheng, & He, 2020). El coeficiente de correlación puede estar entre 0 y 1, es así que cuando la sección no está en falla, el coeficiente tendrá un valor cercano a 1, y cuando la sección está en falla, el coeficiente tendrá un

valor cercano a 0. Este coeficiente de correlación es calculado para cada una de las secciones del alimentador, luego la sección que no supera el umbral de similitud definido en 0,75 se elegirá como la sección en falla. Importante resaltar que, con base en el coeficiente de correlación calculado para cada una de las secciones del alimentador, se evidencia que las perturbaciones presentes en la sección fallada, no afectan de manera considerable a las mediciones en las secciones vecinas. Por tanto, este método logra eliminar el error de múltiple estimación de secciones en falla.

La segunda etapa del método de localización propuesto, utiliza el modelo de análisis de una línea corta para relacionar las variables vectoriales de tensión y de corriente tanto en el lado de la fuente como en el lado de la falla (Luo, Tan, Li, Cheng, & He, 2020). Con base en el análisis propuesto, se establece la ecuación fundamental que determinara la distancia del lugar exacto de la falla. Sin embargo, debido a la dificultad que existe para conocer el valor real de las variables vectoriales del lado de la falla, este método utiliza un autocodificador apilado (SAE) de aprendizaje no supervisado. El cual es entrenado para encontrar la relación que existe entre las mediciones μPMU registradas a cada lado de la sección en falla y la ubicación exacta de la falla.

Las mediciones fasoriales de cada externo no pueden usarse directamente como entradas para el entrenamiento del algoritmo de red neuronal utilizado, por tanto, se usan los valores de sus partes reales e imaginarias, sin embargo, para eliminar los efectos del estado inicial de la falla y de la diferencia en los valores de magnitud, estos valores son normalizados y combinados para formar un vector transitorio de falla, cuya amplitud oscila entre 0 y 1. Por otro lado, las pruebas realizadas para el entrenamiento del algoritmo, demuestran mejor rendimiento (tiempo de entrenamiento vs error de entrenamiento) al utilizar solo dos capas ocultas, asimismo, obtiene mejores resultados con el uso de la función sigmoidea y la función de entropía cruzada, como funciones de activación y de costo, respectivamente.

Las simulaciones realizadas logran comprobar su nivel de precisión para la ubicación real de fallas monofásicas, al comparar el método propuesto con dos métodos, el primero es un método tradicional de localización de fallas basado en impedancias, y el segundo es método basado en red neuronal artificial de retro-propagación (Luo, Tan, Li, Cheng, & He, 2020). Los resultados obtenidos con el método propuesto, muestran su efectividad para localizar la falla con un porcentaje máximo de error del 2,3% en relación a la ubicación real de la falla, a diferencia del método de impedancias y del método de basado en red neuronal artificial que obtuvieron un error máximo de 7,84% y 4,96%, respectivamente.

Sin embargo, dentro de las principales desventajas observadas del método de localización de fallas basado en redes neuronales estudiado, se puede mencionar que, para ser un método altamente sofisticado, en cuanto a la tecnología que utiliza para la medición, transferencia, y procesamiento de datos, su aplicación está muy limitada debido a su capacidad de procesar solo fallas monofásicas, aunque este tipo de fallas son las más comunes en un sistema de distribución real, no estaría de más que el método incluyera otros tipos de fallas de cortocircuito. Otra desventaja, es que al igual que los métodos tradicionales que utilizan mediciones extraídas desde el alimentador, su precisión es proporcional a la cantidad de medidores que sean instalados, lo cual es una limitante en razón al factor económico, debido al costo estimado para medidores con tecnología de μPMU.

6.2.2 Método de localización de fallas basados en una red neuronal convolucional adaptativa (ACNN).

Un nuevo método de localización de fallas monofásicas a tierra basado en un algoritmo de red neuronal convolucional adaptativa (ACNN, por sus siglas en inglés - *Adaptive Convolutional*

Neural Network) es estudiado por Liang, et al., (2020). El método captura los datos de entrada de la red neuronal desde mediciones de corriente trifásica en ambos extremos de la línea con dos ciclos antes y dos ciclos después de la falla, utilizando medidores de tecnología de unidad de medida fasorial (PMU, por sus siglas en inglés - *Phasor Measurement Unit*) que son instalados sobre las barras del circuito alimentador primario. El algoritmo relaciona y procesa los datos originados de las mediciones, para obtener como resultado el juico de la sección con falla. El método se compone de dos etapas principales, la primera realiza la búsqueda de la sección y tipo de falla, y en la segunda etapa, bajo el principio de ubicación de dos terminales en un modelo de línea corta, logra determinar con precisión el punto de falla. Además de eliminar el error de múltiple estimación, el método propone eliminar los efectos de resistencia de falla, corriente de carga y de los parámetros del sistema, presentes en los métodos de localización de fallas tradicionales.

En la primera etapa del método propuesto, se utiliza una red neuronal convolucional adaptativa ACNN, este tipo de red incluye una modificación a la red neuronal convolucional tradicional (CNN, por sus siglas en inglés - *Convolutional Neural Network*) mediante la implementación de un factor de peso dinámico que es incluido a la ecuación de modelo de agrupación máximo aplicado en el procesamiento de la capa de muestreo (Liang, Jing, Niu, & Wang, 2020).

Para comprender el algoritmo de ACNN propuesto en Liang, et al., (2020), a continuación, se presenta la estructura básica de una CNN y su forma de funcionamiento. Una CNN normalmente se compone por la capa de entrada, las capas ocultas conformadas por la capa convolucional (capa C), la capa de agrupación (o capa de muestreo, capa S) y la capa de conexión completa; y la capa de salida. En la capa de entrada es donde se ingresa la matriz bidimensional con una cantidad

considerable de datos a procesar, luego a estos datos se le aplica un filtro mediante un núcleo de convolución (proceso de convolución) donde su principal función es extraer las características locales de los datos de las neuronas de la capa de entrada para construir una nueva matriz de características, disminuyendo su tamaño y aumentado su profundidad (según el número de filtros aplicado). La capa de agrupación realiza la tarea de submuestreo de la matriz de características obtenida del proceso de convolución (proceso de agrupación), cuyo propósito es reducir la dimensión de los datos, evitando el sobreajuste al escalar el mapa de características, mediante la aplicación de una de las dos funciones de agrupación más utilizadas (función de agrupación de promedios y función de agrupación de máximos). El proceso de convolución y de agrupación se repite cuantas veces se considere necesario, finalmente los datos de salida del proceso de agrupación, se usan como entradas a la capa de conexión completa, esta capa tiene la función de realizar el conexionado de todas las neuronas de las capas previas y finalmente mediante una función de distribución de probabilidades, generalmente la función SoftMax, se determinan el juicio de la respuesta, la cual es entregada a la capa de salida para finalizar el proceso.

Como se comentó, el método propuesto por Liang, et al., (2020), modifica la estructura principal de la CNN, mediante la implementación de un factor de peso dinámico que es incluido en la función objetivo del proceso de agrupación de máximos, para optimizar el procesamiento de extracción de características de la capa de salida del proceso de convolución. Esta modificación da origen al algoritmo de la ACNN, el cual, no solo logra mantener la exactitud del modelo de agrupación máxima para valores propios máximos en el dominio de la agrupación, también evita el debilitamiento del elemento máximo superando así las deficiencias que se tienen con las funciones de agrupación de las CNN tradicionales.

En la segunda etapa del método propuesto, partiendo de la sección de la línea hallada como culpable en la primera etapa, así como de sus componentes de voltaje y corriente se secuencia negativa registradas por medidores PMU a cada extremo de la línea, y mediante el principio del análisis de redes de secuencia negativa, el principio de superposición lineal, el principio de ubicación de dos terminales y el modelo equivalente de una línea corta con fuente de alimentación a un solo externo, se logra construir la ecuación de fundamental de distancia de falla. Con base en la premisa de conocer la sección culpable de falla, el método logra finalmente ubicar con precisión el punto de falla, afirmando con sus simulaciones que el algoritmo propuesto elimina los efectos de la resistencia de falla, corriente de carga y de los parámetros del sistema, presentes en los métodos de localización de fallas tradicionales.

Para comprobar las afirmaciones de las ventajas del método propuesto por Liang, et al., (2020), se presentan simulaciones. Primero, se realiza un experimento en el circuito de distribución de pruebas IEEE de 33 barras construido en Simulink de MATLAB, donde se aplican diferentes tipos de fallas a tierra a cuatro secciones de líneas (L1 a L4), a su vez se utilizan diferentes valores de los parámetros de la línea (frecuencia del sistema, tensión en la fuente, línea de falla, distancia de falla y resistencia de falla). Con la variación de los parámetros del sistema y con una frecuencia de muestreo de 1,2 kHz, se logran registrar un total de 6000 datos característicos, los cuales se ingresan como el conjunto de muestras de falla. Estos datos son divididos en conjuntos de entrenamiento y prueba de la ACNN, con tamaños de 1800 y 4200, respectivamente.

El entrenamiento de la ACNN utilizado por Liang, et al., (2020), se realiza en 14 lotes de datos, por cada lote se varía la cantidad de neuronas de la capa de convolución (1C, 12C y 32C), la cantidad de neuronas en la capa de agrupación (1S ,32S, 64S), el tamaño del núcleo de convolución (1x1, 2x2 y 5x5), como también el tiempo de entrenamiento y la cantidad de datos

introducidos al conjunto de entrenamiento en series de 50, 100 y 200, sin embargo, la cantidad de datos del conjunto de pruebas se mantiene constante en 2000. Del resultado experimental aplicando el método propuesto, se identifica que la ACNN aporta mejores resultados con una estructura de red configurada en 32c-1s-64c-1s, con un tamaño del núcleo de convolución de 5x5. Los resultados confirman que la selección de la línea de falla, se puede encontrar con una precisión del 98,50%, y una precisión del 99% para el juicio de falla. Con base este resultado el método logra demostrar que puede ubicar con alta precisión la sección culpable de falla aun cuando se presenten variaciones en los parámetros de la línea.

Sin embargo, dentro de las principales desventajas observadas del método de localización de fallas basado en redes neuronales estudiado por Liang, et al., (2020), estas son muy similares a las del método estudiado en Luo, et al., (2020), con base en que el método se limita para la aplicación de ubicación de fallas monofásicas a tierra, lo cual resulta ser restringido, dadas las tecnologías que necesita para su funcionamiento. A su vez, otra de las desventajas relevantes a mencionar, es que a pesar de que el método logra demostrar que puede ubicar con alta precisión la sección culpable de falla aun cuando se presenten variaciones de los parámetros de la línea, esto solo es posible cuando se tiene una cantidad considerable de medidores instalados sobre las barras del circuito alimentador.

6.3 Análisis Comparativo y Discusión de los Métodos Estudiados

Después de consultar la información reciente en la literatura y con el fin de evidenciar los avances más relevantes en cuanto a la localización de fallas para los sistemas de distribución de energía eléctrica, fueron seleccionados los métodos identificados por la literatura según Mora, Meléndez y Carrillo (2008); Gururajapathy, Mokhlis, & Illias (2017); Haleem, et al., (2018);

Shafiullah & Mohammad (2017), y Bahmanyar, et al., (2017). Se consideran así diferentes categorías como: métodos de localización tradicionales basado en impedancias (Krishnathevar & Ngu, 2012), (Aboshady, Thomas, & Sumner, 2019), los basados en ondas viajeras (Abad, García, Halabi, & Andía, 2016), también los métodos basados en mediciones dispersas (Kazim, Khawaja, Zabit, & Huang, 2020), (Hossan & Chowdhury, 2019), y finalmente, los métodos basados en el conocimiento (Luo, et al., 2020), (Liang, et al, 2020). Para poder realizar un análisis comparativo de los métodos estudiados, se utiliza como referencia las principales limitantes de los métodos de localización de fallas basados en impedancia desde un solo extremo, debido a que fueron de los primeros métodos inspirados en los conceptos de localización de fallas en líneas de transmisión, revolucionando los estudios de localización de fallas para los sistemas de distribución (Takagi, et al., 1982).

Con base a lo anterior, se eligen las siguientes características para desarrollar la comparación:

- **Sensibilidad al tipo de falla:** Posibilidad del reconocimiento de diferentes tipos de falla de corto circuito.
- **Efecto de la carga:** Debido a la dinámica y variación de la carga con respecto al tiempo.
- **No homogeneidad:** Debido a la diversidad de longitudes y tipo de conductores.
- **Sistema no balanceado:** Debido a la presencia de ramales o laterales que pueden ser monofásicos, bifásicos o trifásicos.
- **Cargas intermedias:** Debido a la presencia de cargas intermedias a lo largo de la línea.
- **Error de múltiple estimación:** Debido a la presencia de laterales o ramificaciones
- **Resistencia de falla**: Debido las diferentes magnitudes de la resistencia de falla que puede presentarse.

- **Distancia de falla:** Debido a la dependencia que existe en la precisión del método para fallas distantes.
- **Aplicación en sistemas con generación distribuida:** la facilidad de ser adoptado ante la penetración de generación distribuida.

La comparación de los métodos estudiados y sus principales avances se presenta en la Tabla 2, las características escogidas no son más que reflejo de las principales limitantes con base a la naturaleza de los sistemas de distribución, que han dificultado la implementación de los métodos de localización de fallas.

Tabla 2.

Comparación de los métodos de localización de fallas estudiados.

	Método de localización de fallas						
Característica	**Impedancia**		**Ondas viajeras**	**Mediciones dispersas**		**Conocimiento**	
	(Krishnathevar & Ngu, 2012)	(Aboshady, Thomas, & Sumner, 2019)	(Abad, García, Halabi, & Andía, 2016)	(Kazim, Khawaja, Zabit, & Huang, 2020)	(Hossan & Chowdhury, 2019)	(Luo, Tan, Li, Cheng, & He, 2020)	(Liang, Jing, Niu, & Wang, 2020)
Procesamiento de la señal							
RMS de voltaje ó corriente							
Datos de pre-falla	-	√	√	√	-		-
Datos de falla	√	√	-	√	√	√	√
Datos de pos-falla	-	-	√	-	-		-
Sistema de distribución							
Tipos de fallas	LG, LL, LLL	LG, LL	LG, LL, LLL	LG, LLG, LL; LLLG LLL	LG, LL, LLL	LG	LG
Modelo de la carga	Z= cte.	Z = f(V)	Z= cte.	Z = f(V)	Z = f(V)	Z = f(V)	Z = f(V)
Modelo de línea	Corto	Largo	Corto	Corto	Corto	Corto	Corto
No homogeneidad	-	√	√	√	√	√	√
Sistema no balanceado	√	√	√	√	√	√	√
Laterales	√		-	√	√	√	√

Tabla 2. Continúa…

	Método de localización de fallas						
Cargas intermedias		√	-	√	√	√	√
Error de múltiple estimación	√	-	-	√	√	√	√
Resistencia de falla	-	√	√	√	√	√	√
Distancia de Falla		√	√	√	√	√	√
Aplicación en generación distribuida	-	-	√	-	√	√	-

Nota: (Hossan & Chowdhury, 2019), (Kazim, Khawaja, Zabit, & Huang, 2020), (Krishnathevar & Ngu, 2012), (Aboshady, Thomas, & Sumner, 2019), (Abad, García, Halabi, & Andía, 2016), (Luo, Tan, Li, Cheng, & He, 2020) y (Liang, Jing, Niu, & Wang, 2020).

Con base en el comparativo realizado en la Tabla 2, se observa que los métodos tradicionales basados en impedancias de Krishnathevar & Ngu (2012) y Aboshady, et al., (2019), muestran su capacidad de adaptación para localizar fallas monofásicas y bifásicas ante la presencia de ramales y la existencia de desequilibrios en el sistema. Krishnathevar & Ngu (2012), destacan su gran van avance en cuanto a la posibilidad de eliminar el error de múltiple estimación, sin embargo, no contempla los efectos de las cargas intermedias, y su precisión es dependiente de la distancia y resistencia de falla. Entre tanto, Aboshady, et al., (2019), gracias a su de recorrido iterativo aguas abajo de la fuente y de contemplar los efectos inductivos y capacitivos de la línea, se logran superar los efectos de las cargas intermedias, resistencia de falla y distancia de falla, sin embargo, debido a la existencia de múltiples laterales presenta el error de múltiple estimación.

Por otro lado, el método tradicional basado en ondas viajeras abordado por Abad, et al., (2016), al igual que Krishnathevar & Ngu (2012), y Aboshady, et al., (2019), tiene la capacidad de adaptación para localizar fallas monofásicas y bifásicas ante la existencia de desequilibrios en el sistema, aunque lo más relevante de este método es la capacidad de no depender de las magnitudes de corriente de falla del sistema, lo cual hace que su algoritmo de localización no dependa de la distancia y resistencia de falla en comparación con Krishnathevar & Ngu (2012),

por otro lado, su limitante al igual que Aboshady, et al., 2019), es la imposibilidad de superar el error de múltiple estimación. Finalmente, de los métodos de localización de fallas basados en técnicas tradicionales de medición en un solo extremo de la línea, presentado en Krishnathevar & Ngu (2012), Aboshady, et al., (2019) y Abad, et al., (2016), a pesar de sus avances, continúan presentado la limitante de desconocer las variables del sistema en tiempo real, por tanto su efectividad y precisión está asociada al conocimiento real de los parámetros del modelo.

Continuando con el comparativo realizado en la Tabla 2, se observa que los métodos tradicionales basados en mediciones dispersas estudiados por Kazim, et al., (2020) y Hossan & Chowdhury (2019), muestran su capacidad de adaptación para localizar fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas ante la presencia de ramales, cargas intermedias, la no homogeneidad y desequilibrios en el sistema. Lo anterior, gracias a su principal ventaja frente a los métodos tradicionales estudiados por Krishnathevar & Ngu (2012), Aboshady, et al., (2019) y Abad, et al., (2016): la posibilidad de conocer en tiempo real las variables del sistema, la cual también les permite disminuir el error de múltiple estimación, eliminado la dependencia de la distancia y resistencia de falla en comparación con Krishnathevar & Ngu (2012). Por otro lado, su limitante normalmente es asociada a la cantidad y calidad de dispositivos que se instalen a lo largo del alimentador para la captura en tiempo real de las variables del sistema.

Uno de los grandes avances propuestos en el método estudiado por Kazim, et al., (2020), se atribuye a la tecnología de sensores magnéticos de alta sensibilidad, que pueden diferenciar claramente las corrientes de carga de las corrientes de falla, a partir del campo magnético de la línea sin necesidad de conexión eléctrica directa con las fases, lo que facilita su instalación y mantenimiento al no requerir desconexiones en la línea. Su principal desventaja es que su implementación se limita para redes de un solo circuito, debido a que en redes de doble circuito,

las distancias entre circuitos afectarían la ubicación de los sensores en la zona de mayor precisión, disminuyendo así la calidad de la medición.

Por otro lado, el método estudiado por Hossan & Chowdhury (2019), parece ser un método muy completo que supera en gran medida las limitantes propias de un sistema de distribución real. Sin embargo, la principal limitante de este método es que fue diseñado para un sistema avanzado de gestión de sistemas de distribución, suponiendo la instalación de medidores inteligentes en cada uno de los nodos y cargas del sistema, adicionalmente, supone que todas las mediciones registradas en los dispositivos son correctas. Dadas las circunstancias este método, y con base en la construcción tradicional de los sistemas de distribución en Colombia, este método inicialmente podría ser descartado por algunos distribuidores más conservadores de lo tradicional o por su costo financiero, sin embargo, no se descarta su implementación a mediano o largo plazo, dado los avances que se están presentado a nivel del país, en cuanto a la inclusión de la infraestructura de medición avanzada en el sistema interconectado nacional (Ministerio de Minas y Energía, 2020).

Continuando con el comparativo realizado en la Tabla 2, se observa que los métodos basados en el conocimiento de Luo, et al., (2020) y Liang, et al., (2020), a pesar de que de solo están diseñados para localización de fallas monofásicas, su importancia radica en que pueden superar en gran medida las limitantes de la localización de fallas en los sistemas de distribución, dado que a diferencia de los métodos tradicionales estudiados por Krishnathevar & Ngu (2012), Aboshady, et al., (2019), y Abad, García, et al., (2016), estos métodos tienen la capacidad de superar la presencia de ramales, cargas intermedias, la no homogeneidad y desequilibrios en el sistema. Lo anterior debido a la posibilidad de extraer información directamente desde alimentador, al igual que los métodos de mediciones dispersas estudiados por Kazim, et al., (2020) y Hossan & Chowdhury (2019), la diferencia radica en que el procesamiento de datos es mediante

algoritmos de aprendizaje automático. La limitante común en los métodos de localización de fallas, basado en el conocimiento radica en que su precisión depende de la cantidad y calidad de los datos capturados. Con base en esto, se deben procesar computacionalmente grandes datos, y su tiempo entrenamiento puede ser muy demorado. Adicionalmente, estos métodos dependen del conocimiento del modelo para realizar el entrenamiento del algoritmo, así como de la elección correcta de las variables que puedan aprender la complicada relación entre las mediciones eléctricas y la ubicación de las fallas.

Sin embargo, para superar estas limitantes, en los métodos estudiado por Luo, et al., (2020), y Liang, et al., (2020), se utilizan medidores basados en PMU para obtener mediciones de alta calidad. En Luo, et al., (2020), se utiliza la diferencia entre las corrientes de secuencia negativa, en ambos extremos de las secciones, para detectar la zona afectada, luego a partir de un algoritmo SAE de aprendizaje no supervisado relaciona magnitud de tensión, corriente y ángulo de fase en cada extremo de la línea para encontrar el punto de falla. En Liang, et al., (2020), primero se utiliza el algoritmo de aprendizaje profundo basado en redes neuronales ACNN para encontrar la zona afectada con base en el procesamiento de datos de muestreo de una corriente trifásica en ambos extremos de la línea, y luego el modelo de doble extremo de única fuente se utiliza para encontrar el punto de falla, con base en las componentes de voltaje y corriente de secuencia negativa. En los dos métodos se observan excelentes resultados, pero en Luo, et al., (2020), se obtiene una mejor precisión de localización del punto de falla, alrededor de 2 m, a diferencia de Liang, et al., (2020), que registra un margen de 7,6 m como es evidenciado en la Tabla 3.

Tabla 3.

Errores absolutos de estimación de ubicación de la falla

	Método de localización de fallas						
	Impedancia		**Ondas viajeras**	**Mediciones dispersas**		**Conocimiento**	
Error de localización	(Krishnathevar & Ngu, 2012)	(Aboshady, Thomas, & Sumner, 2019)	(Abad, García, Halabi, & Andía, 2016)	(Kazim, Khawaja, Zabit, & Huang, 2020)	(Hossan & Chowdhury, 2019)	(Luo, Tan, Li, Cheng, & He, 2020)	(Liang, Jing, Niu, & Wang, 2020)
Error absoluto máximo registrado	1,75m	50m	74m	-	-	2m	7,6m

Nota: (Krishnathevar & Ngu, 2012), (Aboshady, Thomas, & Sumner, 2019), (Abad, García, Halabi, & Andía, 2016), (Luo, Tan, Li, Cheng, & He, 2020) y (Liang, Jing, Niu, & Wang, 2020).

En la Tabla 3 se registran los errores absolutos de la estimación de la ubicación del punto de falla obtenidos a partir de las simulaciones realizadas en Krishnathevar & Ngu (2012), Aboshady, et al., (2019); Abad, et al., (2016); Luo, et al., (2020) y Liang, et al., (2020), sin embargo para los métodos estudiados de Hossan & Chowdhury (2019) y Kazim, et al, (2020), no se registra el error absoluto de localización del punto de falla, en razón a que la naturaleza de estos métodos dirigen su atención en encontrar la sección del alimentador en falla y no al punto exacto donde se originó. Por otro lado, con base en el comparativo realizado en la Tabla 3 se puede indicar que aunque las simulaciones realizadas por Krishnathevar & Ngu (2012), evidencien un error absoluto de menor que el obtenido por Luo, et al., (2020) y Liang, et al., (2020), este método no supera las capacidad de adaptación que se tiene con los métodos basados en el conocimiento

ante las principales limitantes existentes para la localización de fallas en los sistemas de distribución reales.

Se puede indicar que gracias a los estudios realizados sobre los métodos de localización de fallas, se han encontrado mejoras puntuales en los métodos tradicionales, sin embargo, debido a sus principales limitantes, al supeditarse a la información del modelo y de la medición a un solo extremo, hace que la precisión sea afectada por la distancia y resistencia de falla para los métodos de impedancias; y la persistencia del error de múltiple estimación para los métodos basados en ondas viajeras. Sin embargo, estos métodos no se descartan, debido a pueden catalogarse como candidatos de precisión baja para implementarse en distribuidores de energía en Colombia, los basados en impedancia serán efectivos para sistemas cortos con algunas ramificaciones y los basado en ondas viajeras funcionarán ideal para alimentadores de pocas ramificaciones y de longitudes extensas.

Los métodos de localización basados en mediciones dispersas, demuestran grandes resultados al superar gran parte de las limitaciones presentes para la localización de fallas, en este sentido y por la facilidad de implementación del método propuesto por Kazim, et al., (2020), se le asigna una clasificación de candidato de precisión media para la localización de fallas en sistemas de distribución reales, útil para distribuidores de energía que satisfacen su nivel de exigencia al encontrar la sección del alimentador donde está presente la falla; el método propuesto por Hossan & Chowdhury (2019), es descartado para su implementación a corto plazo debido a la gran cantidad de dispositivos e infraestructura de medición avanzada que requiere para su funcionamiento, lo cual será reflejado en costos financieros relativamente altos.

En razón a los métodos basados en el conocimiento, Luo, et al., (2020) y Liang, et al., (2020), pueden ser implementados en sistemas de distribución reales para localización de fallas

monofásicas y se le asigna una clasificación de candidatos de precisión alta, sin embargo el método propuesto por Luo, Tan, et al., (2020), puede ser más efectivo en razón a que la sección de falla es encontrada a partir de mediciones reales, del mismo modo por ser el de mejor precisión, comparado con Liang, et al., (2020).

7. Conclusiones

En la nueva metodología para remuneración de activos del sistema de distribución, se estableció que cada uno de los distribuidores de energía en Colombia tienen definida la meta anual de reducir el 8% del indicador de calidad media de duración de interrupciones SAID y el 8% del indicador de calidad media de frecuencia de interrupción SAIFI, con respecto a los indicadores de referencia propios por distribuidor que son calculados previo a la autorización de cargos según la metodología de remuneración. Del mismo modo, definió que esta meta será de manera consecutiva durante todo el periodo tarifario (5 años), o hasta alcanzar la meta nacional de largo plazo (10 años) la cual quedó fijada en 2 horas/año para el SAIDI y en 9 interrupciones/año para el SAIFI.

Al revisar el estado de la calidad de la presentación del servicio de energía eléctrica en Colombia en el año 2018, antes de la entrada en vigencia de la nueva metodología de remuneración de los activos del sistema de distribución, se reportó que el indicador de referencia SAIDI nacional se encontraba en 37,7 horas acumuladas de interrupciones al año por usuario, y el indicador de referencia SAIFI nacional se encontraba en 48 interrupciones al año por usuario. Por ello, para alcanzar la meta de los indicadores nacionales a largo plazo en promedio se debe disminuir el indicador nacional en 35,7 horas para el SAIDI y en 39 interrupciones para el SAIFI.

Por otro lado, al realizar un análisis de evaluación de la reducción anual del SAIDI y SAIFI en el periodo 2017 a 2018 para 19 operadores del país, se logra evidenciar que los operadores de red solo lograron disminuir en promedio el 2% en el indicador SAIDI y 3,5 % en el indicador SAIFI, dichos promedios no logran superar la meta de reducción anual, 8%, que se espera lograr después de la entrada en vigencia de la metodología de remuneración propuesta. Por ello, es evidente que para cumplir con las metas a corto, mediano y largo plazo, los distribuidores de

energía en Colombia deben implementar prácticas diferentes a las adoptadas en el pasado, debido al grado de exigencia en referencia a la calidad del servicio de energía eléctrica aplicada a los sistemas de distribución en Colombia.

Dadas las dificultades y los retos que deben asumir los distribuidores de energía del país en periodos de corto, mediano y largo plazo en materia de reducción de indicadores de confiabilidad del servicio, hace que necesariamente deban implementar nuevas prácticas y estrategias mucho más eficientes a las adoptadas en el pasado, en cuanto a los métodos aplicados para la gestión del restablecimiento de servicio. Sin embargo, no todos los sistemas de distribución tienen posibilidad de la implementación de reconfiguración automatizada ante fallas temporales de la prestación de servicio eléctrico. Por ello, es evidente que conocer la ubicación precisa de la falla, es un factor importante para la optimización de los indicadores de calidad, sin embargo, localizar las fallas presentes en los sistemas de distribución no es una tarea sencilla. Por estas razones es que los distribuidores deben pensar en implementar métodos de localización precisos, con el fin de ser utilizados como herramienta de optimización de índices de calidad de la prestación del servicio.

La implementación de métodos de localización de fallas precisos ayuda a la ubicación rápida del punto de falla, lo que permite la reducción de tiempos de patrullaje de las cuadrillas de reparación de daños. Esto hace que las fallas temporales presentes en la red reduzcan su duración y se optimice el rendimiento del personal operativo, lo cual disminuye los gastos de mano de obra y optimiza los indicadores de calidad.

Las publicaciones reportan que los métodos de localización más tradicionales obedecen a los basados en impedancias y lo basado en ondas viajeras de medición en un solo extremo de línea, en razón a que su principio de funcionamiento fue inspirado en los métodos de localización de

fallas en líneas de transmisión. Sin embargo, los últimos avances registrados por estos métodos solo logran superar algunas limitantes propias de la naturaleza de los sistemas de distribución. Por ello, estos métodos por sí solos, no son lo suficientemente precisos para ser implementados como una estrategia integral de optimización de indicadores de calidad de la prestación del servicio. A pesar de esto, su uso puede limitarse para redes de distribución cortas, o de pocas ramificaciones.

Los métodos de localización de fallas basados en mediciones dispersas tienen la posibilidad de ser útiles para varios tipos de fallas como lo son las monofásicas, bifásicas y trifásicas. Dentro de sus principales avances, se destaca la posibilidad de obtener información directamente del sistema, a través de sensores de alta tecnología o mediante sistemas de medición avanzada, lo cual permite realizar registros de gran precisión y de manera sincronizada por reloj. Asimismo, resultan ser muy útiles para la aplicación en sistemas de distribución reales, al no ser directamente dependientes de las características del modelo. Su principal desventaja es que la precisión está asociada a la cantidad y calidad de los dispositivos de medición utilizados para la captura de datos y generalmente están limitados a localizar la zona del alimentador en falla.

Con respecto a los principales avances de los métodos de localización de fallas basados en el conocimiento, se les atribuye superar en gran medida las limitantes de los métodos tradicionales y de los basados en mediciones dispersas, debido a que integran y aprovechan las ventajas de cada método. Son los métodos de localización más completos para ser implementados en los sistemas de distribución reales, sus avances recientes están enfocados a optimizar el proceso de entrenamiento de los algoritmos de aprendizaje automatizado. Los métodos estudiados logran una presión de localización de fallas inferior a los 8 metros para fallas monofásicas a tierra.

Como resultado final de la consulta sobre los avances recientes en los métodos de localización de fallas objeto de esta monografía, se observa que en la actualidad existen métodos

plenamente desarrollados como lo son los métodos basados en mediciones dispersas y los basados en el conocimiento que ofrecen excelentes resultados para la implementación en los sistemas de distribución, con el fin de localizar el sitio preciso donde se originó la falla. Esto indica que los métodos basados en mediciones dispersas y en el conocimiento pueden ser utilizados para optimizar los tiempos de restauración de fallas, en sistemas de distribución que no cuentan con la posibilidad reconfiguración automatizada. La implementación de este tipo de estrategias ayudará a mejorar los índices de calidad de la prestación del servicio.

Referencias Bibliográficas

Abad, M., García, M., Halabi, N., & Andía, D. (2016). Network impulse response based-on fault location method for fault location in power distribution systems. *IET Generation, Transmission & Distribution, 10*(15), 3962-3963.

Aboshady, F., Thomas, D., & Sumner, M. (2019). A new single end wideband impedance based fault location scheme for distribution systems. *Electric Power Systems Research, 173*, 263-270. Obtenido de http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779619301695

Al-Kanj, L., Bouzaiene-Ayari, B., & Powell, W. (2017). A Probability Model for Grid Faults Using Incomplete Information. *IEEE Transactions on Smart Grid, 8*(2), 956-968.

Bahmanyar, A., Jamali, S., Estebsari, A., & Bompard, E. (2017). A comparison framework for distribution system outage and fault location methods. *Electric Power Systems Research, 145*, 19-34. doi:https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.12.018.

Cho, M., Thom, H., & Hsu, J. (2016). Fault Diagnosis for High Voltage Distribution Networks Using Pseudorandom Binary Sequence and Cross Correlation Technique. *3rd International Conference on Green Technology and Sustainable Development (GTSD)*, 185-190.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1998). Resolución 070: "Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional". *CREG*, 35-47.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018). Resolución 019: "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional". *CREG*, 7-122.

El Congreso de Colombia. (1994). Ley 143: "Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética". *CONGRESO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA. Ley 143 1994 (Julio, 12, 1994).*

Estebsari, A., Pons, E., Bompard, E., Bahmanyar, A., & Jamali, S. (2016). An improved fault location method for distribution networks exploiting emerging LV smart meters. *2016 IEEE Workshop on Environmental, Energy, and Structural Monitoring Systems (EESMS)*, 1-6.

Ge, J., Zhang, J., Hu, X., Li, T., Yao, H., Su, Y., & Wu, J. (2017). A fault location method of error correction based on ant colony algorithm for distribution network," 2017 IEEE 2nd Advanced Information Technology. *Electronic and Automation Control Conference (IAEAC)*, 18-21.

Gómez, O., & Zapata, C. (2007). Efecto del desbalance en las cargas sobre la valoración de confiabilidad de un sistema de distribución de energía eléctrica. *25 revista de ingeniería Universidad de los Andes*.

Gururajapathy, S., Mokhlis, H., & Illias, H. (2017). Fault location and detection techniques in power distribution systems with distributed generation: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 74*, 949-958.

Haleem, A., Sharma, M., Sajan, K., & Babu, K. (2018). A Comparative Review of Fault Location/Identification Methods in Distribution Networks. *2018 1st International Conference on Advanced Research in Engineering Sciences (ARES)*, 1-6.

Hossan, M., & Chowdhury, B. (2019). Data-Driven Fault Location Scheme for Advanced Distribution Management Systems. *IEEE Transactions on Smart Grid, 10*(5), 5386-5396.

Hosseinikia, M., & Talavat, V. (2018). Comparison of Impedance Based and Travelling Waves Based Fault Location Methods for Power Distribution Systems Tested in a Real 205-Nodes Distribution feeder. *Trans. Electr. Electron. Mater*, *19*, 123–133.

IEEE. (2012). Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. *IEEE Std 1366-2012 (Revision of IEEE Std 1366-2003)*, 1-43.

Kazim, M., Khawaja, A., Zabit, U., & Huang, Q. (2020). Fault Detection and Localization for Overhead 11-kV Distribution Lines With Magnetic Measurements. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, 69*(5), 2028-2038.

Kraikiat, K., & Tayjasanant, T. (2017). Fault location in distribution systems based on analysis of voltage sags. *2017 14th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)*, 282-285.

Krishnathevar, R., & Ngu, E. (2012). Generalized Impedance-Based Fault Location for Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery, 27*(1), 449-451.

Liang, J., Jing, T., Niu, H., & Wang, J. (2020). Two-Terminal Fault Location Method of Distribution Network Based on Adaptive Convolution Neural Network. *IEEE Access, 8*, 54035-54043.

Luo, G., Tan, Y., Li, M., Cheng, M., & He, J. (2020). Stacked Auto-Encoder-Based Fault Location in Distribution Network. *IEEE Access, 8*, 28043-28053.

Magagula, X., Hamam, Y., Jordaan, J., & Yusuff, A. (2017). A fault classification and localization method in a power distribution network. *2017 IEEE AFRICON*, 1337-1343.

Ministerio de Minas y Energía. (2020). Proyecto de resolución por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN. *Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución CREG 131 de 2020*, 1-31.

Mora, J., Meléndez, J., & Carrillo, G. (2008). Comparison of impedance based fault location methods for power distribution systems. *Electric Power Systems Research, 78*(4), 657-666.

Novosel, D., Hart, D., Hu, Y., & Myllymaki, J. (1998). System for Locating Faults and Estimating Fault Resistance in Distribution Networks with Tapped Loads. *Estados Unidos Patente 5839093*, 1.

Paul, M. A. (1995). *Analysis of Faulted Power Systems.* IEEE PRESS Power Systems Engineering Series.

Pereira, R., Silva, L., Kezunovic, M., & Mantovani, J. (April de 2009). Improved Fault Location on Distribution Feeders Based on Matching During-Fault Voltage Sags. *IEEE Transactions on Power Delivery, 24*(2), 852-862.

Pignati, M., Zanni, L., Romano, P., Cherkaoui, R., & Paolone, M. (2017). Fault Detection and Faulted Line Identification in Active Distribution Networks Using Synchrophasors-Based Real-Time State Estimation. *IEEE Transactions on Power Delivery, 32*(1), 381-392.

Ramírez, C. (1991). *Subestaciones de alta y extra alta tension.* Mejía Villegas S.A.

Shafiullah, M., & Mohammad, A. (2017). A Review on Distribution Grid Fault Location Techniques. *Electric Power Components and Systems, 45*(8), 807-824.

Superintendencia de Servicio Públicos Domiciliarios. (2019). *Diagnóstico De La Calidad Del Servicio De Energía Eléctrica En Colombia 2018.* Bogotá D.C.: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Takagi, T., Yamakoshi, Y., Yamaura, M., Kondow, R., & Matsushima, T. (1982). Development of a new type fault locator using the one-terminal voltage and current data. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 101*(8), 2892-2898.

Trindade, F., Freitas, W., & Vieira, J. (FEB de 2014). Fault Location in Distribution Systems Based on Smart Feeder Meters. *IEEE Transactions on Power Delivery, 29*(1), 251-260.

Zapata, C. (2011). *Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia.* Pereira: Universidad Tecnológica De Pereira.

Apéndices

Apéndice A. Indicadores de Calidad del Servicio

Para evaluar la calidad media de los sistemas de distribución la comisión de regulación de energía eléctrica colombiana establece los indicadores SAIDI y SAIFI definidos en el estándar IEEE Std 1366-2012 (IEEE, 2012), que son reconocidos internacionalmente lo cual permite realizar comparaciones a nivel mundial de la calidad del servicio en nuestro.

A.1 Indicadores de Calidad Media

La calidad media con la que prestan el servicio los distribuidores de la energía se mide en duración (SAIDI) y frecuencia (SAIFI) de las interrupciones del servicio. La calidad media debe ser calculada por operador de red de manera independiente, y reportada dentro de los primeros quince días de cada mes en el sistema único de información SUI, a partir del acumulado de interrupciones registradas hasta el mes inmediatamente anterior (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

A.1.1 Indicador de duración media SAIDI

EL Indicador de Duración Promedio de Interrupciones en el Sistema (SAIDI, por sus siglas en inglés *System Average Interruption Duration Index*) establece la duración total en horas de las interrupciones que en promedio percibe cada usuario del sistema de distribución de un operador de red, hayan sido o no afectados por un evento, en un período anual (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018), y se calcula mediante la siguiente ecuación.

$$SAIDI_{j,t} = \sum_{m=1}^{12} \frac{\sum_{i=1}^{n}\left(D_{i,u,m} * NU_{i,u,m}\right)}{UT_{j,m}} / 60 \quad (1)$$

Donde:

SAIDI$_{j,t}$: Indicador de duración promedio por usuario, de las interrupciones sucedidas en el SDL del OR *j*, durante el año *t*, medido en horas al año.

D$_{i,u,m}$: Duración en minutos de la interrupción *i*, sucedido durante el mes *m*, que afectó al activo *u* perteneciente al SDL del OR *j*.

NU$_{i,u,m}$: Número de usuarios que fueron afectados por la interruccion *i* sucedido durante el mes *m*, conectados al activo *u*.

UT$_{j,m}$: Número total de usuarios conectados al SDL del OR *j* en el mes *m.*

m: Mes del año *t*, con enero = 1, …, diciembre =12.

A.1.2 indicador de frecuencia media SAIFI

El Indicador de Frecuencia Promedio de Interrupciones en el Sistema (SAIFI, por sus siglas en inglés *System Average Interruption Frequency Index*) establece la cantidad total de interrupciones que en promedio perciben todos los usuarios del sistema de distribución de un operador de red, hayan sido o no afectados por un evento, en un período anual (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018), y se calcula mediante la siguiente ecuación.

$$SAIFI_{j,t} = \sum_{m=1}^{12} \frac{\sum_{i=1}^{n} NU_{i,u,m}}{UT_{j,m}} \quad (2)$$

Donde:

SAIFI$_{j,t}$: Indicador de frecuencia promedio por usuario, de las interrupciones sucedidos en el **SDL del OR *j*,** durante el año *t*, medido en cantidad al año.

$NU_{i,u,m}$: Número de usuarios que fueron afectados por interrupciones *i* sucedidas durante el **mes** ***m***, por encontrarse conectados al activo *u*.

$UT_{j,t}$: Número total de usuarios conectados al SDL del OR *j* en el mes *m.*

m: Mes del año *t*, con enero = 1, …, diciembre =12.

A.2 Indicadores de Calidad Individual

Con los indicadores individuales se busca que la calidad del servicio de energía eléctrica y las herramientas para la gestión de las interrupciones dispuesta por los operadores de red, se apliquen de forma equitativa para todos los usuarios conectados a sus redes, asegurando que a los usuarios de zonas rurales o con una densidad de población baja, también puedan disfrutar de una prestación de servicio de calidad. Estos indicadores también deben ser calculados por el operador de red de manera independiente, y reportados dentro de los primeros quince días de cada mes en el sistema único de información SUI, a partir del acumulado de interrupciones registradas hasta el mes inmediatamente anterior (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

A.2.1 Indicador de duración individual DIU

EL Indicador de Duración individual por Usuario (DIU), establece la duración total en horas de las interrupciones que percibe cada usuario de un grupo de calidad específico del sistema de distribución de un operador de red (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018), y se calcula mediante la siguiente ecuación.

$$DIU_{u,n,q,m} = \sum_{ma=m-11}^{m} DIUM_{u,n,q,ma} \quad (3)$$

$$DIUM_{u,n,q,m} = \sum_{i=1}^{IT} D_{i,u,n,q,m} \quad (4)$$

Donde:

DIU$_{u,n,q,m}$: Duración total acumulada en horas de las interrupciones percibidas por el usuario *u*, conectado al nivel de tensión *n* y que pertenece al grupo de calidad *q*, en un periodo de doce meses que termina en el mes *m* de evaluación.

DIUM$_{u,n,q,m}$: Duración en horas de todos las interrupciones percibidas por el usuario *u*, conectado al nivel de tensión *n* y que pertenece al grupo de calidad *q*, durante el mes *m* de evaluación.

D$_{i,u,n,q,m}$: Duración en horas del evento *i* que afectó al usuario *u* conectado al nivel de tensión *n* que pertenece al grupo de calidad *q* durante el mes *m.*

IT: Número total de eventos sucedidos en el mes *m.*

A.2.2 Indicador de frecuencia individual FIU

EL Indicador de frecuencia individual por Usuario (FIU), establece la cantidad total de las interrupciones que percibe cada usuario de un grupo de calidad específico del sistema de distribución de un operador de red (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018), y se calcula mediante la siguiente ecuación.

$$FIU_{u,n,q,m} = \sum_{ma=m-11}^{m} FIUM_{u,n,q,ma} \quad (5)$$

$$FIUM_{u,n,q,m} = \sum_{i=1}^{IT} F_{i,u,n,q,m} \quad (6)$$

Donde:

FIU*$_{u,n,q,m}$*: Número total acumulado de interrupciones percibidas por el usuario *u* conectado al nivel de tensión *n* y que pertenece al grupo de calidad *q*, en un periodo de doce meses que termina en el mes *m* de evaluación.

FIUM*$_{u,n,q,m}$*: Número total de eventos percibidos por el usuario *u*, conectado al nivel de tensión *n* y que pertenece al grupo de calidad *q*, durante el mes *m* de evaluación.

F*$_{i,u,n,q,m}$*: Evento i que afectó al usuario u conectado al nivel de tensión n, que pertenece al grupo de calidad q, durante el mes m.

A.3 Indicadores de Referencia y de Calidad Mínima Garantizada

Para establecer los indicadores de referencia de la calidad media e individual mínima garantizada, en términos de duración y frecuencia, la comisión de regulación de energía estableció que estos se calculan a partir de la información registrada en la vigencia de 2016 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018), con base en los reportes diarios y trimestrales realizados por cada distribuidor de energía, excluyendo en el cálculo de estos indicadores las interrupciones del servicio cuya duración no exceden los tres (3) minutos. Tales indicadores de referencia se presentan a continuación:

A.3.1 Indicadores de referencia:

- **SAIDI_Rj**: Representa el indicador SAIDI de referencia, de la duración de las interrupciones en los sistemas de distribución, en horas al año del operador de red j.
- **SAIFI_Rj**: Representa el indicador SAIFI de referencia, de la ocurrencia de las interrupciones en los sistemas de distribución, al año del operador de red j.

A.3.2 Indicadores de calidad mínima garantizada:

- **DIUGj,n,q**: Representa el indicador DIU de referencia de la duración máxima anual en horas de las interrupciones que deben recibir los usuarios del operador de red j conectados al nivel de tensión n y que pertenecen al grupo de calidad q.
- **FIUGj,n,q**: Representa el indicador FIU de referencia del número máximo anual de interrupciones que deben recibir los usuarios del operador de red j conectados al nivel de tensión n y que pertenecen al grupo de calidad q.

Sin embargo, el valor de los indicadores individuales de referencia DIUG y FIUG en ningún caso deberá ser mayor a 360 horas o 360 interrupciones (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018), según corresponda.

Para los indicadores de calidad media SAIDI y SAIFI que se calculan de manera individual para cada operador de red, la comisión de regulación de energía establece una meta de calidad media, la cual consiste en reducir anualmente el 8%, de la magnitud de los indicadores de referencia SAIDI_R y SAIFI_R durante el periodo tarifario (5 años), o hasta que el operador alcance la meta de calidad media a largo plazo (10 años), fijada en 2 horas/año para el indicador SAIDI_LP, y 9 interrupciones/año para el indicador SAIFI_LP (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

Apéndice B. Clasificación de las Fallas en los Sistemas de Distribución

Como los sistemas de distribución de energía eléctrica se forman a partir de la conexión de grandes cantidades de componentes eléctricos o unidades constructivas (conductores, aisladores, transformadores, apoyos, elementos de protección, entre otros) que juntos cumplen su objetivo de vital importancia, transportar energía eléctrica desde las subestaciones más grandes, hasta el domicilio de usuarios finales, estos requieren de un funcionamiento de continuo, por tanto, normalmente se exponen a fallas que pueden ser por desgaste propio como fallas en el aislamiento, desgaste mecánico o por perturbaciones externas, como lo son los fémenos naturales, cortocircuitos por contacto con árboles o animales, así como también por ataques terroristas.

Estas fallas se clasifican en dos grandes grupos, las de tipo serie que provocan un desequilibrio en las impedancias de línea y no implican interconexión de las fases, así como tampoco el neutro o la tierra; y fallas más típicas que son las de derivación o paralelas que provocan un desequilibrio ocasionado por la interconexión entre las fases del sistema de distribución.

B.1 Fallas Tipo Serie

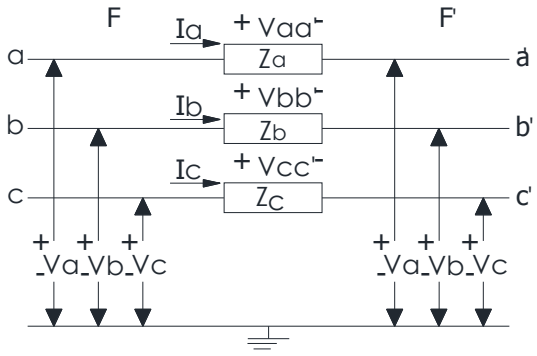
Una falla tipo serie es un desequilibrio en las impedancias de la línea y no involucra el neutro o la tierra, ni implica interconexión alguna entre fases.

B.1.1 Impedancias de línea desiguales

Los sistemas de distribución normalmente presentan algunas diferencias en las impedancias de línea debido al uso de diferentes calibres de conductores, así como por la presencia

de circuitos monofásicos y bifásicos que se conectan desde circuitos trifásicos, según esto $z_a \neq z_b \neq z_c$.

Figura B.1 Diagrama de circuito para impedancia de líneas desiguales.

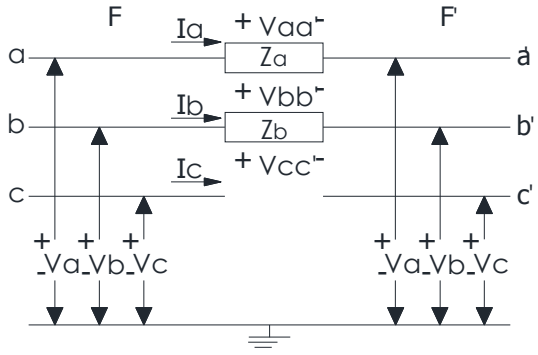


Fuente: (Paul, 1995)

B.1.2 Línea Abierta

Los sistemas de distribución ocasionalmente presentan rupturas de las líneas que no hacen contacto a tierra o interconexión entre las fases, algunas de estas pueden suceder por la ruptura de la línea en nodos de doble retención, o por polo abierto en interruptores, cortacircuitos o seccionadores en $z_c = \infty \; e \; I_c = 0$.

Figura B.2 Diagrama de circuito para una línea abierta.

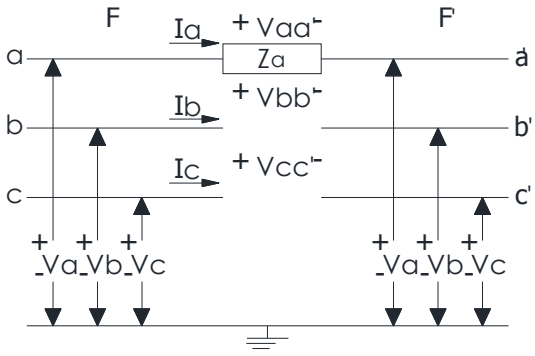


Fuente: (Paul, 1995)

B.1.3 Dos líneas abiertas

Al igual que en las fallas de línea abierta monofásica, las fallas de línea abierta bifásicas también pueden suceder por la ruptura de la línea en nodos de doble retención, o por polo abierto en interruptores, cortacircuitos o seccionadores en $z_b = z_c = \infty \; y \; I_b = I_c = 0$.

Figura B.3 Diagrama de circuito para dos líneas abiertas



Fuente: (Paul, 1995)

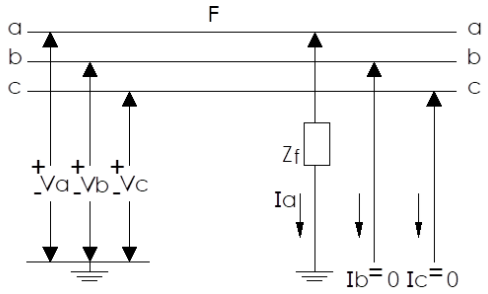
B.2 Fallas tipo Derivación

Una falla tipo derivación o paralela es el tipo de falla más importante que involucra varios tipos de corto circuito y se debe a la interconexión entre las fases, neutros o tierra del sistema de distribución, y esta puede ser monofásica, bifásica o trifásica.

B.2.1 Fallas monofásicas a tierra

Las fallas monofásicas de simple línea a tierra (SLGF, por sus siglas en inglés - *Single Line to Ground Fault*) son las fallas más importantes de los sistemas de distribución de energía eléctrica debido a que, sus magnitudes generalmente son muy altas, así mismo son las que tienen mayor frecuencia de ocurrencia, razón por la cual su cálculo es muy importante.

Figura B.4 Diagrama de circuito para fallas monofásicas a tierra.

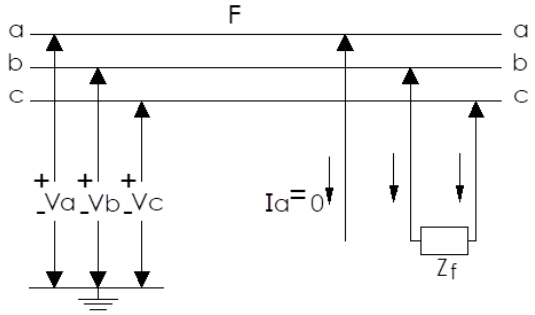


Fuente: (Paul, 1995)

B.2.2 Fallas bifásicas

Las fallas bifásicas (LLF, por sus siglas en inglés - *Line to Line Fault*) generalmente se origina en cortocircuitos de máquinas síncronas o asíncronas de cierta potencia, las corrientes generadas por este tipo de falla podrían llegar a presentar magnitudes más altas que las de cortocircuito trifásico.

Figura B.5 Diagrama de circuito para fallas bifásicas

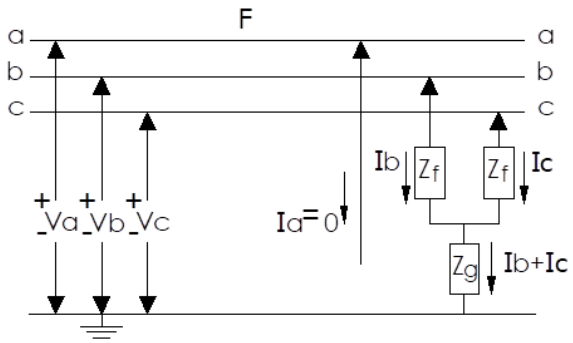


Fuente: (Paul, 1995)

B.2.3 Fallas bifásicas a tierra

Las fallas bifásicas a tierra (DLGF, por sus siglas en inglés - *Double Line to Ground Fault*) conserva las características de las fallas por cortocircuitos línea a línea, sin embargo, estas fallas disipan energía a tierra, así que en el análisis por componentes simétricas es necesario tener en cuenta las componentes de secuencia positiva y negativa, como también las de secuencia cero, por estar conectada a tierra.

Figura B.6 Diagrama de circuito para fallas bifásicas a tierra

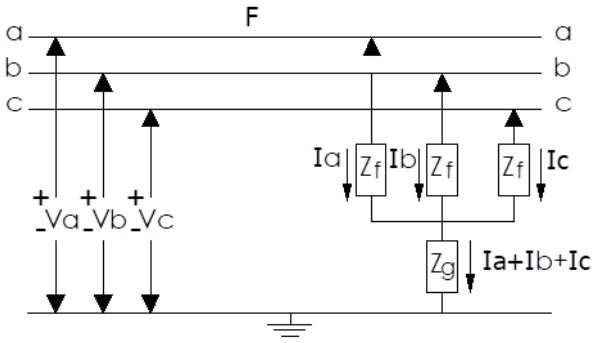


Fuente: (Paul, 1995)

B.2.4 Fallas trifásicas a tierra

Las fallas trifásicas a tierra (LLLGF, por sus siglas en inglés - *Three-phase to Ground Fault*) se originan por cortocircuitos trifásicos, tienen la característica de ser el tipo de cortocircuito más agresivos, se comportan como sistemas equilibrados debido a que las tensiones en el punto de cortocircuito se afectan de igual manera tanto si la falla se cierra a través de tierra o si está aislada de ella, presentado las mismas intensidades, pero desfasadas cada una a 120 grados.

Figura B.7 Diagrama de circuito para fallas trifásicas a tierra.



Fuente: (Paul, 1995)

Con base al conocimiento de las principales fallas que están presentes en los sistemas de distribución, se logra evidenciar que para cada tipo de falla, la configuración y magnitud de la resistencia de falla cambia, por tanto para cada tipo de falla se debe aplicar un análisis de fallas diferente. Este tipo de análisis de fallas normalmente es realizado por redes de secuencia, donde la ecuación de corriente de falla cambia dependiendo de si el tipo de falla es monofásica, bifásica y trifásica, asimismo, si la falla está o no conectada a tierra. Lo anterior, refleja una de las razones que limitan el desarrollo de métodos generalizados de localización de fallas. Del mismo modo, explica por qué existen métodos de localización de fallas, que solo se diseñan o solo son efectivos para algunos tipos de fallas en especial.

Sin embargo, de los tipos de fallas presentes en los sistemas de distribución, algunas son más frecuentes y otras son más graves según la magnitud de la corriente de falla. El porcentaje de la frecuencia de ocurrencia y gravedad se presentan en la siguiente tabla:

Tabla B.1 Frecuencias de Ocurrencia según el tipo de falla

Tipo de falla	Descripción	Porcentaje de ocurrencia	Gravedad
SLGF	Monofásica	70%- 80%	Menos severo
DLGF	Bifásica a tierra	17% - 10%	Menos severo
LLF	Bifásica	10% - 8%	Menos severo
LLLGF	Trifásica	3% - 2%	Más severo

Fuente: (Gómez & Zapata, 2007) y (Gururajapathy, Mokhlis, & Illias, 2017)

Conocer el porcentaje de ocurrencia, de los tipos de fallas presentes en los sistemas de distribución, ayuda a que los distribuidores de energía, tengan su propio criterio para dirigir la inversión de sus recursos y también decidir entre los diferentes métodos de localización de fallas disponibles, para el cumplimiento de los indicadores de continuidad de prestación el servicio.

Debido a la vital importancia de los sistemas de distribución en desarrollo de las sociedades actuales, estos requieren funcionamiento continuo, no obstante, estos normalmente se exponen a fallas que pueden ser de tipo internas o por perturbaciones externas. Sin embargo, con base en el conocimiento de la clasificación general de los principales tipos de fallas, se puede concluir que las fallas más frecuentes y más relevante en los sistemas de distribución son las fallas de tipo paralelo o de cortocircuito, y dentro de esta categoría, las fallas monofásicas o de línea a tierra son las más recurrentes, se les atribuye el 80% de ocurrencia dentro del total de fallas presentes en los sistemas de distribución. Por otro lado, se logra evidenciar que para cada tipo de fallas, presentes en los sistemas de distribución, la configuración del circuito equivalente de falla cambia, lo cual es presentado como una de las limitantes existentes para el desarrollo de métodos generalizados de localización de fallas.