

Sistemas de localización de fallas en sistemas de distribución: Desarrollos recientes y tendencias

Diego Alejandro Caballero Villamil

Trabajo de Grado para optar por el Título de:

Especialista en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Director

César Antonio Duarte Gualdrón

PhD. Electrical and Computer Engineering

Codirector Jairo Blanco Solano

Dr. Área de Ingeniería Eléctrica

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

2026

Dedicatoria

Quiero agradecer, en primer lugar, a Dios, fuente de mi fortaleza y guía en cada paso de mi camino.

A mi amada familia, mis padres Luis Enrique Caballero Castañeda y Erlinda Villamil Martínez, cuyo amor y apoyo incondicional han sido el pilar fundamental para superar cada reto de este proceso.

A mis hermanos y sobrinos, por su compañía y respaldo constante. A mi pareja, por brindarme motivación, confianza y aliento para seguir preparándome en este hermoso campo de la ingeniería eléctrica. A mis profesores, por su dedicación, sabiduría y enseñanzas que han enriquecido mi formación. Y, finalmente, a la Universidad Industrial de Santander, que me abrió sus puertas y me permitió crecer tanto en lo académico como en lo personal.

Diego Alejandro Caballero Villamil

Tabla de Contenido

	Pág,
Introducción	9
1. Justificación	11
2. Objetivos	14
2.1 Objetivo general.....	14
2.2 Objetivos específicos	14
3. Metodología para la revisión y selección de literatura	15
3.1 Metodología de búsqueda.	15
3.2 Resultados por plataforma (IEEE, Scopus, Web of Science, UIS, Google Scholar).....	17
3.3 Replanteo de ecuaciones de búsqueda	20
3.4 Literatura seleccionada	22
4. Desafíos actuales en los sistemas de localización de fallas en redes de distribución.	24
4.1 Retos introducidos por la integración de generación distribuida.....	24
4.2 Limitaciones de los métodos tradicionales de localización	27
4.3 Retos asociados al monitoreo, sensado y comunicaciones	31
4.4 Necesidad de metodologías inteligentes y adaptativas	33
4.5 Conclusiones	36
5. Desarrollos y estrategias recientes para localización de fallas.	38
5.1 Avances tecnológicos.....	38
5.1.1 Uso de sensores inteligentes	41
5.1.2 Infraestructuras AMI y redes inteligentes.....	44

5.2 Métodos para localización de fallas	47
5.2.1 Métodos basados en impedancia.....	49
5.2.2 Métodos basados en ondas viajeras	52
5.2.3 Métodos basados en inteligencia artificial y aprendizaje automático.....	55
5.2.4 Métodos híbridos e integrados	58
5.3 Aplicaciones en sistemas con generación distribuida y microrredes.....	60
5.4 Desafíos para los métodos de localización	63
5.5 Conclusiones.....	66
6. Tendencias actuales y futuras en los sistemas de localización de fallas.....	68
6.1 Principales tecnologías.....	69
6.1.1 Digitalización y automatización de redes	69
6.1.2 Localización de fallas en redes híbridas AC/DC y microrredes	70
6.2 Integración con sistemas de gestión avanzada: Smart grids y Edge computing.....	71
6.3 Perspectivas y líneas de investigación futuras	72
7. Conclusiones	74
Referencias Bibliográficas	77

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Plataformas de búsqueda con sus ecuaciones	21
Tabla 2. Resumen comparativo de las plataformas de búsqueda y artículos seleccionados.....	22

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Cantidad de documentos por años IEEE	17
Figura 2. Cantidad de documentos por años Web of Science.....	18
Figura 3. Cantidad de documentos por años Biblioteca Uis.....	19
Figura 4. Cantidad de documentos por años en Scopus.....	19
Figura 5. Cantidad de documentos por años en Google Scholar	20

Resumen

Título: Sistemas de localización de fallas en sistemas de distribución: Desarrollos recientes y tendencias *

Autor: Diego Alejandro Caballero Villamil**

Palabras Clave: Localización de Fallas, Distribución, Energía Eléctrica, Generación Distribuida, Ondas Viajeras, Fiabilidad del Servicio, Automatización de Redes.

Descripción:

Este trabajo de grado estudia los sistemas de localización de fallas en redes de distribución de energía eléctrica, con el fin de identificar los desarrollos recientes y tendencias actuales mediante una revisión de literatura especializada. Se analizan tanto métodos tradicionales (impedancia, ondas viajeras) como enfoques modernos basados en sensores inteligentes, SCADA, medición avanzada, inteligencia artificial y métodos híbridos. Además, se consideran los efectos de la generación distribuida, la automatización de redes y los marcos regulatorios sobre su implementación.

El estudio ofrece un panorama actualizado que contribuye a mejorar la fiabilidad, eficiencia y calidad del servicio eléctrico, al tiempo que señala posibles líneas de investigación futura.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. Director César Antonio Duarte Gualdrón PhD. Electrical and Computer Engineering Codirector Jairo Blanco Solano Dr. Área de Ingeniería Eléctrica

Abstract

Title: Fault Location Systems in Distribution Networks: Recent Developments and Trends^{*}

Author: Diego Alejandro Caballero Villamil^{**}

Keywords: Fault Location, Distribution, Electric Power, Distributed Generation, Traveling Waves, Service Reliability, Network Automation.

Description

This undergraduate thesis examines fault location systems in electric power distribution networks, aiming to identify recent developments and current trends through a review of specialized literature. Both traditional methods (impedance, traveling waves) and modern approaches based on smart sensors, SCADA, advanced metering, artificial intelligence, and hybrid methodologies are analyzed. In addition, the study considers the effects of distributed generation, network automation, and regulatory frameworks on their implementation.

The research provides an up-to-date overview that contributes to improving the reliability, efficiency, and quality of electric service, while also highlighting potential future research directions.

^{*} Work of Grade

^{**} Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. Director César Antonio Duarte Gualdrón PhD. Electrical and Computer Engineering Codirector Jairo Blanco Solano Dr. Área de Ingeniería Eléctrica

Introducción

Los sistemas de distribución representan el tramo final del suministro eléctrico y cumplen la función de transportar la energía desde las subestaciones hacia los usuarios residenciales, comerciales e industriales. Debido a su posición en la cadena de suministro, cualquier falla que ocurra en estos niveles tiene un impacto directo en la continuidad y calidad del servicio. Según Chen et al. (2016), las redes de distribución presentan condiciones operativas más variables que las redes de transmisión, lo que incrementa la probabilidad de interrupciones y dificulta la detección oportuna del punto exacto donde ocurre una falla. Esta situación se traduce en mayores costos operativos, tiempos prolongados de restablecimiento y una reducción general en la confiabilidad del sistema.

En la última década, el panorama operativo de los sistemas de distribución ha cambiado profundamente debido a la incorporación gradual de tecnologías avanzadas y nuevos recursos energéticos. Kumar & Saxena. (2019) indican que la penetración de la generación distribuida, especialmente la basada en fuentes renovables ha transformado redes tradicionalmente radiales en sistemas activos con múltiples inyecciones de energía. A este fenómeno se suma la adopción de infraestructuras de medición avanzada y dispositivos electrónicos inteligentes, que, aunque ofrecen beneficios en eficiencia y supervisión, también introducen dinámicas operativas más complejas y un comportamiento menos predecible ante fallas.

Las fallas en redes de distribución pueden originarse por múltiples causas, tales como descargas atmosféricas, deterioro del aislamiento, contacto con árboles o animales y variaciones climáticas extremas. Gana et al. (2017) señalan que, ante estas condiciones, la localización

rápida y precisa del punto de falla es indispensable para reducir la duración de las interrupciones, mejorar los índices de calidad del servicio y optimizar la movilización de cuadrillas de mantenimiento. Sin información precisa, los operadores deben recurrir a inspecciones manuales o reportes de usuarios, lo que prolonga considerablemente el tiempo de respuesta.

La integración de generación distribuida introduce desafíos adicionales en la identificación de fallas. De acuerdo con Kumar & Saxena. (2019), la presencia de múltiples fuentes modifica la magnitud y dirección de los flujos de corriente durante una falla, lo que altera los niveles de cortocircuito y complica la coordinación de protecciones. Esta condición afecta directamente a los métodos convencionales de localización, que fueron diseñados bajo el supuesto de un flujo unidireccional. En consecuencia, las estimaciones basadas en estos métodos pueden presentar errores significativos en la distancia al punto de falla y en la clasificación del tipo de evento, especialmente en redes con alta penetración de generación distribuida (Dashti et al., 2021).

A pesar de los avances tecnológicos, varios métodos tradicionales siguen mostrando limitaciones notables. Las técnicas clásicas que dependen de inspecciones manuales, llamadas de usuarios o recorridos visuales continúan siendo costosas y poco eficientes. Bahmanyar et al. (2017) destacan que incluso los métodos basados en impedancia, ampliamente utilizados por su simplicidad, sufren problemas de baja precisión en casos de fallas de alta impedancia, redes desbalanceadas o configuraciones complejas. Estas limitaciones se ven acentuadas por la falta de sensado adecuado y la escasa disponibilidad de datos en tiempo real en muchas redes de distribución, lo que dificulta la implementación de estrategias basadas en análisis inteligente y aprendizaje automático (Chen et al., 2016).

En este contexto, la literatura coincide en que es imprescindible avanzar hacia metodologías más adaptativas, robustas y capaces de operar en entornos dinámicos. Tanto Dashti et al. (2021) como Abbas y Al-Tak. (2021) señalan que la combinación de tecnologías de medición moderna, técnicas inteligentes y modelos híbridos puede ofrecer soluciones más precisas y rápidas para la localización de fallas. De esta manera, el desarrollo de estrategias eficientes no solo permitirá reducir tiempos de interrupción, sino que también contribuirá al fortalecimiento de redes más confiables y alineadas con los nuevos paradigmas de operación de los sistemas de distribución modernos.

1. Justificación

La continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico son factores esenciales para el funcionamiento de cualquier sociedad moderna. En los sistemas de distribución, incluso fallas de corta duración pueden afectar procesos industriales, servicios públicos y actividades domésticas. Según Chen et al. (2016), la interrupción del suministro eléctrico en este nivel tiene un impacto directo sobre los usuarios finales, debido a que las redes de distribución presentan mayor vulnerabilidad operativa y menor capacidad de maniobra que los niveles de transmisión. Por ello, mejorar los mecanismos de detección y localización de fallas es fundamental para mantener la estabilidad del suministro y reducir los efectos negativos sobre la productividad y el bienestar social.

El papel crítico que desempeña la energía en la vida cotidiana fortalece la necesidad de contar con sistemas capaces de identificar fallas de manera rápida y precisa. Kumar & Saxena. (2019) señalan que, en un entorno cada vez más dependiente de dispositivos electrónicos y automatización, las interrupciones no solo generan pérdidas económicas, sino que también comprometen la seguridad de la población y la prestación continua de servicios esenciales. Esta alta dependencia social subraya la importancia de desarrollar métodos eficientes que permitan restablecer el servicio en el menor tiempo posible.

La creciente complejidad de las redes de distribución constituye otra razón para abordar el estudio de la localización de fallas. Con la expansión de la generación distribuida y la integración de fuentes renovables, los flujos de energía dejan de ser unidireccionales y adoptan un comportamiento más variable y estocástico. De acuerdo con Bahmanyar et al. (2017), esta transformación afecta los niveles de cortocircuito, modifica los perfiles de corriente y dificulta la aplicación de métodos convencionales, especialmente aquellos basados en impedancia o en supuestos radiales. En consecuencia, se requieren enfoques modernos que puedan adaptarse a estas nuevas condiciones operativas.

Otra consecuencia, son los crecientes requerimientos regulatorios asociados a la calidad y continuidad del servicio eléctrico. Abbas y Al-Tak. (2021) explican que los índices de desempeño como SAIDI y SAIFI se han convertido en parámetros clave para evaluar la eficiencia y confiabilidad de los OR (Operadores de red). El incumplimiento de estos estándares puede derivar en sanciones económicas y pérdida de confianza por parte de los usuarios, lo que presiona a las compañías a adoptar metodologías más precisas y rápidas para la detección de fallas.

Así mismo, la localización eficiente de fallas contribuye de manera importante a la optimización de los costos operativos. Según Gana et al. (2017), una identificación imprecisa obliga a realizar extensas inspecciones manuales, incrementando los tiempos de respuesta y los gastos asociados al desplazamiento del personal técnico. El uso de métodos avanzados reduce estos costos, minimiza la necesidad de reemplazos no planificados y disminuye el tiempo en que los equipos permanecen fuera de servicio.

En este contexto, el análisis detallado de los métodos de detección y localización de fallas adquiere relevancia estratégica para las empresas distribuidoras y para la comunidad académica. Dashti et al. (2021) destaca que la evaluación comparativa de estos métodos permite seleccionar soluciones tecnológicas y operativas que se ajusten a las características específicas de cada red. De esta forma, estudiar los desarrollos recientes y las tendencias emergentes no solo fortalece la confiabilidad y resiliencia del sistema, sino que también impulsa el avance hacia redes de distribución más inteligentes, eficientes y alineadas con las demandas actuales del sector eléctrico.

2. Objetivos

Se da a conocer los objetivos planteados para la Monografía, con su respectiva descripción de los alcances.

2.1 Objetivo general

Identificar los desarrollos recientes y tendencias de sistemas de localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica a partir de una revisión de literatura.

2.2 Objetivos específicos

Objetivo 1: Identificar y analizar los principales desafíos actuales en los sistemas de localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica, a partir de una revisión de la literatura existente sobre el tema.

Para dar cumplimiento al objetivo específico 1, se establecieron ecuaciones de búsqueda en diferentes plataformas licenciadas por la Universidad, garantizando que los resultados cumplieran con los parámetros definidos, tales como la selección de estudios recientes (a partir del año 2014 en adelante). Las plataformas utilizadas para la búsqueda fueron IEEE Xplore, Web of Science, Scopus, la Biblioteca UIS y, de manera complementaria, Google Scholar.

Objetivo 2: Identificar desarrollos recientes y tendencias emergentes en la tecnología, así como las diferentes estrategias de localización de fallas propuestas.

Para dar cumplimiento al objetivo específico 2, después de realizar la búsqueda inicial se llevó a cabo un proceso de depuración, pasando de un total de 90 artículos seleccionados en la primera etapa a 6 artículos base, los cuales constituyen la referencia principal al plantear las tendencias actuales sobre los sistemas de localización de fallas en redes de distribución.

Objetivo 3: Establecer las tendencias actuales y futuras, destacando los avances más relevantes y proponiendo áreas de investigación o trabajo futuros en sistemas de localización de fallas en redes de distribución de energía eléctrica.

Para dar cumplimiento al último objetivo, se establecen las tendencias actuales y futuras a partir del análisis de los artículos seleccionados, permitiendo identificar los principales desarrollos, enfoques metodológicos y proyecciones en los sistemas de localización de fallas en redes de distribución.

3. Metodología para la revisión y selección de literatura

3.1 Metodología de búsqueda.

La metodología implementada en esta monografía se diseñó para garantizar un proceso riguroso, ordenado y transparente en la identificación, selección y análisis de la literatura relacionada con los sistemas de localización de fallas en redes de distribución eléctrica. El objetivo principal de esta etapa fue disponer de un conjunto de documentos representativos,

actuales y pertinentes, que permitieran comprender de manera integral los desarrollos recientes y las tendencias tecnológicas en el área.

Para ello, se estableció una estrategia sistemática de búsqueda bibliográfica utilizando diversas bases de datos académicas reconocidas por su relevancia en ingeniería eléctrica y sistemas de potencia. Las plataformas consultadas fueron IEEE Xplore, Scopus, Web of Science, Google Scholar y la Biblioteca UIS. Este conjunto de fuentes permitió acceder tanto a estudios especializados como a revisiones de alto nivel técnico, asegurando diversidad temática y calidad científica.

El proceso de búsqueda se desarrolló en dos fases. En la primera, se formularon ecuaciones de búsqueda amplias con el fin de obtener un panorama general de las investigaciones disponibles sobre localización de fallas en sistemas de distribución. Esto permitió reunir un número considerable de documentos iniciales, abarcando distintas metodologías, enfoques analíticos y aplicaciones tecnológicas.

Posteriormente, en la segunda fase, se realizó un proceso de refinamiento orientado a depurar los resultados obtenidos. Para ello, las ecuaciones de búsqueda fueron ajustadas con el fin de limitar la consulta a estudios publicados entre 2014 y 2024, priorizando artículos de revisión, estudios comparativos o trabajos que presentaran una visión consolidada del estado del arte. Este procedimiento permitió reducir el conjunto inicial a un número manejable de publicaciones que cumplieran con criterios de relevancia, actualidad y calidad técnica.

Finalmente, a partir de este proceso de filtrado, se seleccionó un conjunto de artículos base que constituye la referencia fundamental del análisis desarrollado en los capítulos posteriores. Estos documentos fueron organizados y examinados de forma detallada para

identificar los principales desafíos, avances metodológicos y tendencias futuras en la localización de fallas en redes de distribución.

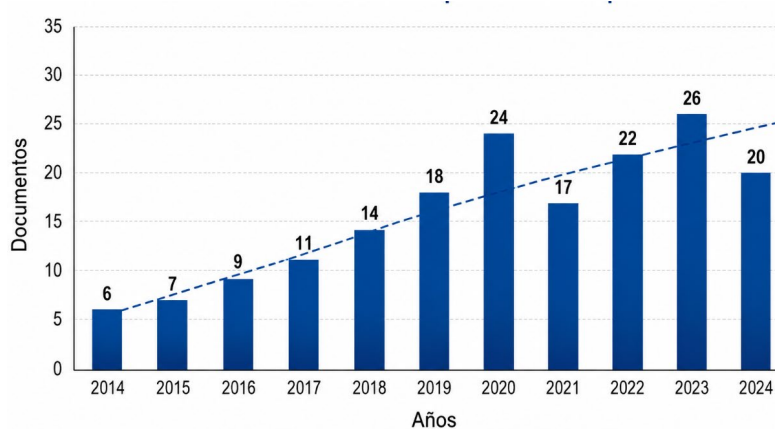
A continuación, se evidencian los resultados de la búsqueda de literatura realizada en cada una de las plataformas consultadas.

3.2 Resultados por plataforma (IEEE, Scopus, Web of Science, UIS, Google Scholar).

En la plataforma IEEE Xplore se aplicó la ecuación de búsqueda “*fault location and distribution*”. Los resultados muestran la evolución en el número de publicaciones anuales relacionadas con la localización de fallas en sistemas de distribución. Se observa un crecimiento progresivo en los últimos años, reflejo del interés de la comunidad científica en este campo.

Figura 1.

Cantidad de documentos por años IEEE

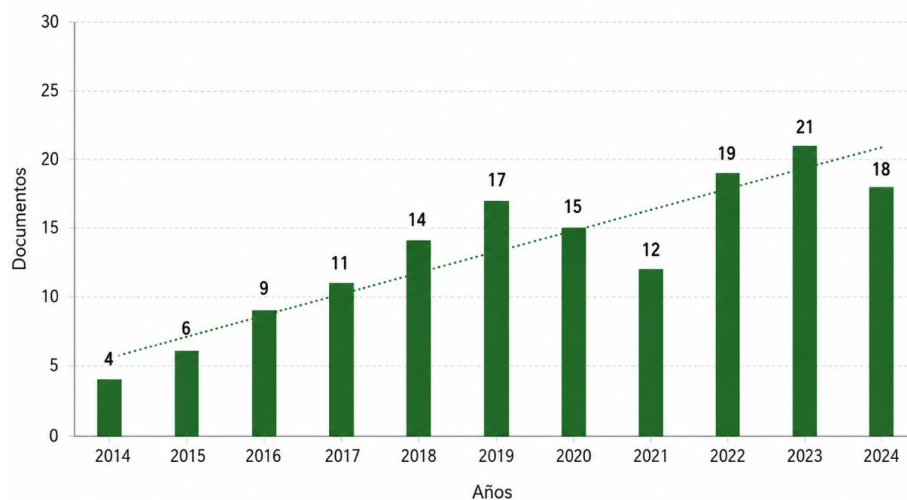


En Web of Science se utilizó la ecuación $(TI=(fault\ location))\ AND\ (TI=(distribution))$, enfocando la búsqueda en títulos que incluyeran ambos términos. La gráfica obtenida permite

identificar la tendencia de publicaciones por año, evidenciando la consolidación del tema en revistas de alto impacto.

Figura 2.

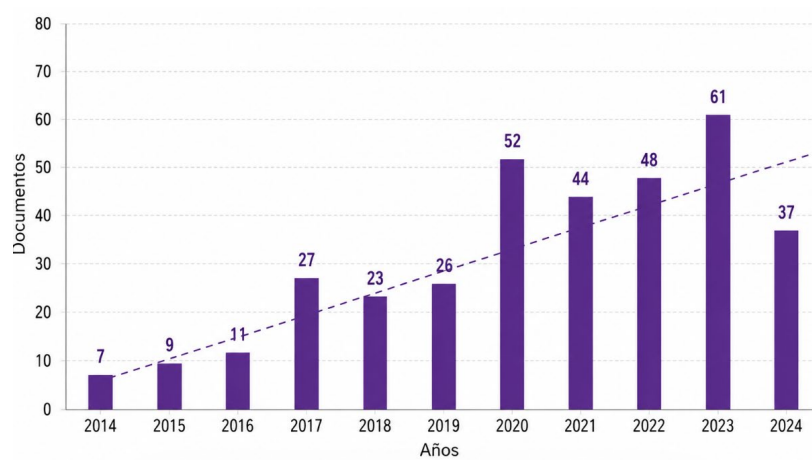
Cantidad de documentos por años Web of Science



En la Biblioteca UIS se empleó la ecuación *“fault and location and distribution and review”*, orientada a encontrar revisiones y artículos clave en el área de interés. La siguiente gráfica muestra los documentos recuperados por año, lo que permitió identificar literatura relevante en la base institucional.

Figura 3.

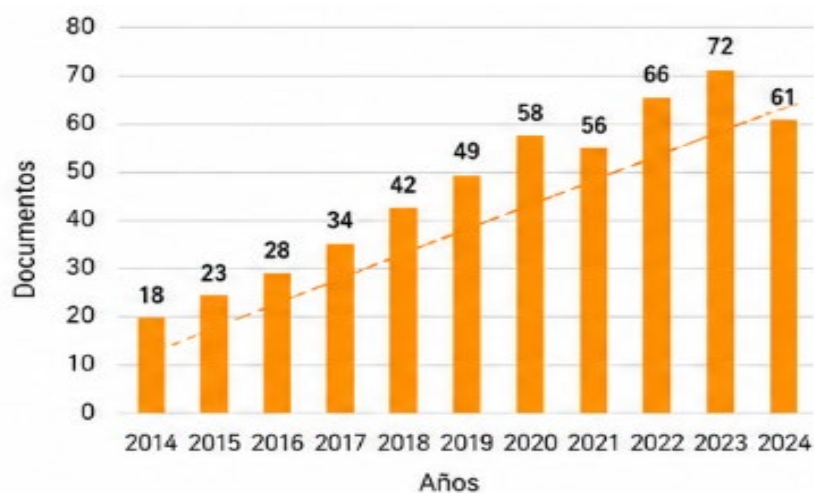
Cantidad de documentos por años Biblioteca Uis



En la base de datos Scopus se aplicó una ecuación más detallada: (*TITLE-ABS-KEY (fault AND location) AND TITLE-ABS-KEY (electrical AND distribution AND systems)*). Esta estrategia filtró publicaciones directamente asociadas con la localización de fallas en sistemas eléctricos de distribución. La evolución anual de publicaciones se presenta en la gráfica.

Figura 4.

Cantidad de documentos por años en Scopus



En Google Scholar se recurrió a la ecuación “*fault location in distribution systems*”, que arrojó una amplia variedad de documentos, incluyendo artículos académicos, conferencias y tesis. La gráfica muestra la evolución en el tiempo, destacando un incremento notable en la última década

Figura 5.

Cantidad de documentos por años en Google Scholar



3.3 Replanteo de ecuaciones de búsqueda

La primera etapa de búsqueda arrojó un volumen amplio de documentos, lo que hizo necesario realizar un proceso de ajuste y precisión en las ecuaciones utilizadas en cada base de datos. Este replanteamiento permitió orientar la consulta hacia publicaciones más pertinentes y directamente vinculadas con los objetivos de la monografía. Para ello, se incorporaron términos

más específicos relacionados con estudios de revisión, tales como *review* y *state-of-the-art*, lo que ayudó a restringir los resultados a trabajos con un enfoque analítico y de síntesis.

Así mismo, se aplicaron los criterios de inclusión y exclusión previamente definidos: se mantuvieron únicamente publicaciones en inglés y español, revisadas por pares, con disponibilidad de texto completo y publicadas entre los años 2014 y 2024. Se descartaron duplicados, reportes no científicos y documentos que no guardaran relación directa con los sistemas de localización de fallas en redes de distribución. Este proceso permitió depurar los resultados y garantizar la calidad y pertinencia de los artículos seleccionados.

A partir de estas consideraciones, las ecuaciones finales utilizadas en cada plataforma fueron las siguientes:

Tabla 1.

Plataformas de búsqueda con sus ecuaciones

Plataforma	Ecuación de búsqueda
IEE Xplore	<i>“fault location and distribution and review or art”</i>
Web of Science	<i>(TI=(fault location)) AND (TI=(distribution)) AND (TI=(review) OR TI=(art))</i>
Biblioteca UIS	<i>“fault and location and distribution and review or art”</i>
Scopus	<i>(TITLE-ABS-KEY (fault AND location) AND TITLE-ABS-KEY (electrical AND distribution AND systems) AND TITLE-ABS-KEY (review OR art))</i>
Google Scholar	<i>“State-of-the-art fault location in electrical power distribution systems”</i>

El replanteamiento de estas ecuaciones mostradas en la Tabla 1, permite obtener resultados más precisos, evitando información irrelevante y concentrando la búsqueda en documentos científicos y alta pertinencia para el análisis desarrollado en esta monografía.

3.4 Literatura seleccionada

Una vez aplicados los filtros definidos en las etapas anteriores, el proceso de búsqueda permitió obtener un conjunto final de 15 artículos que cumplieran con los criterios de pertinencia temática, disponibilidad y actualidad. A partir de este grupo, se seleccionaron seis estudios base que destacan por su relevancia, novedad y correspondencia directa con los objetivos planteados en la monografía. Estos documentos constituyen el núcleo fundamental del análisis desarrollado en los capítulos posteriores.

Con el propósito de organizar y visualizar de forma clara el proceso de depuración, se elaboró una tabla comparativa que sintetiza las ecuaciones de búsqueda aplicadas en cada plataforma, el número total de artículos obtenidos y aquellos seleccionados para la revisión final. Esta sistematización permitió identificar variaciones entre las bases de datos en cuanto a la cantidad de resultados arrojados; sin embargo, todas las plataformas consultadas aportaron publicaciones significativas que contribuyeron de manera sustancial al proceso de revisión.

Tabla 2.

Resumen comparativo de las plataformas de búsqueda y artículos seleccionados

Plataforma	Ecuación Final	Numero de artículos	Artículos seleccionados
IEEE	fault location and distribution and review or art	5	Chen et al. (2016)

Plataforma	Ecuación Final	Numero de artículos	Artículos seleccionados
Web of Science	(TI=(fault location)) AND (TI=(distribution)) AND (TI=review) OR (TI=art))	3	Gana et al. (2017)
Biblioteca UIS	fault and location and distribution and review or art	2	Abbas & Al- Tak (2021)
Scopus	(TITLE-ABS- KEY (fault AND location) AND TITLE- ABS-KEY (electrical AND Distribution AND systems) AND TITLE- ABS-KEY (review OR art))	3	Kumar & Saxena (2019), Dashti et al. (2021)
Google Scholar	State-of-the-art fault location in electrical power distribution systems	2	Bahmanyar et al. (2017)

La selección de los seis artículos base permitió establecer un corpus de literatura sólido y representativo, que abarca una diversidad de enfoques, metodologías y perspectivas sobre la localización de fallas en sistemas de distribución eléctrica. Los estudios elegidos abarcan tanto técnicas convencionales como propuestas recientes orientadas al análisis de redes modernas, sistemas inteligentes y entornos con alta penetración de generación distribuida.

El capítulo siguiente presenta el análisis detallado de estos documentos, donde se examinan sus principales aportes, las metodologías empleadas, sus limitaciones y la manera en que contribuyen a comprender los desafíos y tendencias actuales en los sistemas de localización de fallas. Este análisis constituye la base para identificar los desarrollos más relevantes y proyectar nuevas líneas de investigación en el campo.

4. Desafíos actuales en los sistemas de localización de fallas en redes de distribución.

4.1 Retos introducidos por la integración de generación distribuida.

La integración progresiva de la generación distribuida (GD) en los sistemas de distribución ha modificado de manera sustancial la estructura, el comportamiento eléctrico y los principios de operación que tradicionalmente caracterizaban a estas redes. Durante décadas, los sistemas de distribución fueron concebidos bajo una topología radial, con un flujo de energía estrictamente unidireccional: desde el punto de suministro (subestación) hacia las cargas. Este modelo facilitaba la protección, la coordinación entre dispositivos y la aplicación de métodos clásicos de localización de fallas, ya que las condiciones bajo las cuales se ejecutaban los algoritmos eran relativamente estables y predecibles. Sin embargo, la creciente penetración de la GD ha desafiado de manera directa este paradigma y ha introducido un conjunto de comportamientos que incrementan la complejidad del proceso de localización de fallas.

Uno de los principales cambios asociados a la GD radica en la bidireccionalidad del flujo de potencia, fenómeno que emerge cuando la energía generada localmente supera la demanda de la zona o cuando múltiples fuentes operan simultáneamente. Este comportamiento, inexistente en redes radiales tradicionales, altera los perfiles de corriente y potencia antes, durante y después de una falla. Los algoritmos clásicos basados en impedancia o caída de voltaje dependen fuertemente del flujo unidireccional; cuando este supuesto flujo se rompe o deja de ser unidireccional, surgen discrepancias en los cálculos de distancia, se multiplican los posibles puntos de falla y disminuye la confiabilidad de los resultados. Diferentes estudios han

demostrado que, ante la presencia de GD, la corriente de cortocircuito puede incrementarse, reducirse o incluso cambiar de dirección dependiendo del tipo de recurso y del punto de conexión, lo que complica aún más la estimación.

La complejidad aumentada no solo deriva del número creciente de fuentes, sino también de la diversidad tecnológica que caracteriza a la GD moderna. Sistemas fotovoltaicos con inversores electrónicos, turbinas eólicas, microturbinas, celdas de combustible y sistemas de almacenamiento responden de manera distinta ante perturbaciones. Los inversores, por ejemplo, pueden limitar su corriente de falla a través de controles electrónicos, reduciendo la amplitud del cortocircuito y dificultando la detección del tipo de falla y su severidad. Por otro lado, las máquinas síncronas o generadores convencionales pueden aportar corrientes más elevadas, modificando abruptamente el nivel de contribución en comparación con los escenarios sin GD. Esta heterogeneidad en los aportes de corriente genera escenarios altamente dinámicos en los que los métodos tradicionales pierden precisión y estabilidad.

A lo anterior se suma que la energía proveniente de fuentes renovables introduce un elemento adicional de variabilidad: las condiciones climáticas. La radiación solar, la velocidad del viento y la disponibilidad del recurso energético pueden cambiar en escalas de tiempo muy cortas, generando fluctuaciones en la potencia generada localmente. Estos cambios afectan directamente los perfiles de tensión y corriente en las redes, lo cual influye en el comportamiento eléctrico previo a la falla. En consecuencia, los algoritmos que presuponen condiciones estables o cuasiestacionarias tienen dificultades para diferenciar entre una variación natural de operación y un evento anómalo que pueda estar asociado a una falla en desarrollo.

Otro aspecto fundamental es la alteración de la coordinación de protecciones, un componente crítico para la operación segura de los sistemas de distribución. En redes con GD,

los dispositivos de protección pueden activarse de manera inesperada o descoordinada debido a las variaciones en los niveles de corriente de falla. Por ejemplo, una GD aguas abajo de un relé puede proporcionar corriente adicional que cause el disparo prematuro del dispositivo, interrumpiendo zonas no afectadas por el evento. En otros casos, la GD puede enmascarar la presencia de una falla reduciendo el flujo esperado hacia el punto de defecto, lo que retrasa su detección. Esta pérdida de coordinación dificulta no solo el despeje correcto de las fallas, sino también la interpretación de los registros y señales que emplean los algoritmos de localización.

Asimismo, la GD introduce escenarios multifuente, en los cuales se pierde la simplicidad analítica que solía caracterizar a las redes radiales. En estos escenarios, durante una falla, diferentes generadores pueden aportar corrientes de magnitudes y fases distintas, lo que provoca que los métodos basados en modelos lineales o suposiciones simplificadas tengan dificultades para converger hacia una solución única. Los métodos de impedancia, por ejemplo, pueden entregar múltiples puntos, debido a la variación de la impedancia aparente observada por el medidor, mientras que los métodos basados en ondas viajeras pueden confundir reflexiones generadas por ramificaciones o puntos de conexión de la GD.

Finalmente, la integración de GD en redes de distribución ha impulsado la necesidad de modelos eléctricos más detallados, que contemplen el comportamiento dinámico de los recursos y los efectos asociados a sus sistemas de control. Los inversores modernos operan bajo estrategias de control avanzadas que incluyen modos de respaldo, limitación de corriente, regulación de tensión, soporte reactivo o respuesta ante fallas. Cada uno de estos modos modifica el comportamiento del sistema durante los eventos de cortocircuito, lo que exige algoritmos más sofisticados capaces de adaptarse a escenarios variables y no lineales. Esta necesidad de

sofisticación incrementa significativamente la complejidad computacional y los requerimientos de datos que deben manejar los sistemas de localización de fallas.

En conjunto, la presencia creciente de generación distribuida plantea un conjunto de desafíos técnicos que afectan no solo el proceso de localización de fallas, sino también la estabilidad, la confiabilidad y la operación general de las redes de distribución. La literatura actual coincide en que este fenómeno demanda el desarrollo de metodologías adaptativas, integradas y con capacidad para manejar escenarios altamente dinámicos, lo que justifica la evolución hacia sistemas de protección más inteligentes, híbridos y basados en datos.

4.2 Limitaciones de los métodos tradicionales de localización

Los métodos tradicionales de localización de fallas han desempeñado un papel fundamental en la operación de redes de distribución durante décadas; sin embargo, la evolución de las infraestructuras eléctricas ha evidenciado limitaciones significativas en su precisión, aplicabilidad y capacidad de adaptación. Estas limitaciones no solo responden a aspectos técnicos propios de las redes de distribución, sino también a la transformación estructural que experimentan los sistemas eléctricos modernos. Por ello, resulta necesario comprender con mayor detalle las causas que comprometen la efectividad de los métodos convencionales y cómo estas afectan la operación cotidiana de los OR.

Uno de los aspectos más relevantes se relaciona con el comportamiento inherentemente complejo de las redes de distribución, caracterizadas por su configuración radial, presencia de cargas diversas, líneas de longitud variable y múltiples derivaciones. Este escenario dificulta la aplicación de modelos matemáticos simplificados que los métodos tradicionales buscan utilizar

para estimar la ubicación de la falla. En la práctica, incluso pequeñas variaciones en parámetros como la impedancia de línea, el tipo de conductor o las condiciones ambientales pueden generar errores acumulativos que afectan la precisión del cálculo de distancia hacia la falla (Bahmanyar et al., 2017). Dichos errores pueden traducirse en desplazamientos de cientos de metros o incluso kilómetros, incrementando el tiempo requerido para restaurar el servicio.

En este sentido, los métodos basados en impedancia representan una de las aproximaciones más extendidas debido a su simplicidad y bajo costo, pero también una de las más vulnerables ante condiciones reales de operación. Su desempeño depende fuertemente de la disponibilidad de mediciones confiables y de la correcta identificación del tipo de falla; no obstante, en redes desbalanceadas o con cargas distribuidas, las mediciones experimentan variaciones constantes que afectan la estimación de parámetros eléctricos. Más aún, fenómenos como las fallas de alta impedancia (HIF) presentan corrientes tan bajas que los relés convencionales y los registradores de disturbios no logran captarlas adecuadamente, generando distorsiones significativas en los algoritmos que dependen de dichas señales (Kumar & Saxena, 2019).

Adicionalmente, algunos métodos tradicionales asumen que la corriente de falla fluye únicamente desde la subestación hacia el punto donde se presenta la interrupción. Este supuesto ya no es válido en redes con generación distribuida, donde múltiples fuentes aportan corriente hacia el sistema, modifican las formas de onda y alteran las magnitudes esperadas. Este fenómeno provoca que los métodos basados en impedancia, distancia o estimaciones analíticas pierdan capacidad de diferenciación entre el comportamiento normal y el comportamiento bajo falla (Dashti et al., 2021). En consecuencia, su confiabilidad disminuye considerablemente en

redes modernas, especialmente en aquellas con alta penetración de fuentes renovables intermitentes como sistemas fotovoltaicos y eólicos.

Las limitaciones no se restringen únicamente a los métodos basados en modelos eléctricos. Muchos sistemas continúan dependiendo de métodos empíricos o manuales, como patrullajes visuales, inspecciones aéreas, reportes de usuarios o pruebas secuenciales de aislamiento. Aunque estas técnicas pueden resultar efectivas en redes pequeñas, se vuelven poco prácticas en circuitos extensos, con vegetación densa o en zonas rurales donde las distancias entre estructuras son grandes. Además, estos métodos presentan altos costos operativos y tiempos prolongados de respuesta, afectando los índices de calidad del servicio como el SAIDI y el SAIFI (Gana et al., 2017). La dependencia del recurso humano también constituye un riesgo, ya que factores climáticos, logísticos o geográficos pueden retrasar las labores de diagnóstico.

Por otro lado, la baja densidad de sensado en los sistemas de distribución representa una barrera fundamental para la evolución de las técnicas de localización. A diferencia de los sistemas de transmisión, donde existe una instrumentación más completa (PMUs, relés avanzados, medición sincronizada), las redes de distribución carecen de dispositivos de monitoreo continuo, lo que limita la capacidad para registrar eventos con detalle temporal suficiente. De este modo, los métodos que requieren información sincronizada, mediciones fasoriales o series de tiempo de alta resolución no pueden implementarse adecuadamente. Esta falta de visibilidad genera lo que la literatura denomina “oscuridad operativa”, es decir, la imposibilidad de interpretar con precisión el comportamiento eléctrico antes, durante y después de una falla (Chen et al., 2016).

Además, los métodos tradicionales suelen presentar poca adaptabilidad a cambios topológicos, un aspecto crítico en redes modernas donde la reconfiguración automática es cada

vez más común. Cada maniobra, apertura o cierre de interruptores altera las trayectorias de flujo de corriente y, por tanto, influye directamente en las mediciones utilizadas para la localización. Los métodos clásicos, al no considerar estas dinámicas, pueden producir estimaciones inconsistentes o incluso erróneas si la red se encuentra en un estado distinto al contemplado por el algoritmo (Liu, Liu & Tang, 2022). Esta falta de flexibilidad pone en evidencia que los modelos convencionales no responden con la rapidez necesaria ante la dinámica de las redes inteligentes actuales.

Finalmente, en los sistemas modernos la presencia de cargas no lineales, armónicos y dispositivos electrónicos de potencia introduce perturbaciones adicionales en las señales eléctricas que no eran consideradas en el diseño de los métodos tradicionales. Estas distorsiones pueden afectar las mediciones de voltaje y corriente, generando lecturas incorrectas y, por ende, ubicaciones de falla imprecisas. La creciente digitalización y el uso de convertidores hacen que estas condiciones sean cada vez más frecuentes, lo que reduce aún más la efectividad de los métodos analíticos clásicos.

En conjunto, todas estas limitaciones refuerzan la necesidad de avanzar hacia métodos más robustos, combinatorios e inteligentes, capaces de operar bajo incertidumbre, manejar múltiples fuentes de generación y procesar grandes volúmenes de datos. La evolución de las redes de distribución exige sistemas de localización de fallas que integren técnicas modernas como aprendizaje automático, análisis fasorial, métodos probabilísticos y algoritmos híbridos que permitan superar las restricciones impuestas por las metodologías convencionales.

4.3 Retos asociados al monitoreo, sensado y comunicaciones

El proceso de localización de fallas en redes de distribución enfrenta desafíos significativos derivados de las limitaciones en los sistemas de monitoreo, sensado y comunicaciones. A diferencia de los sistemas de transmisión, donde la infraestructura de medición es robusta, sincronizada y altamente digitalizada, las redes de media y baja tensión operan con una visibilidad limitada del estado de la red. Esta falta de información precisa y en tiempo real constituye uno de los principales obstáculos para la implementación de métodos avanzados de localización de fallas (Chen et al., 2016). La carencia de sensores estratégicamente ubicados limita la capacidad del sistema para registrar las magnitudes necesarias para estimar adecuadamente la ubicación de una falla, especialmente en redes complejas y con comportamientos dinámicos.

Uno de los retos más importantes está relacionado con la baja densidad de sensado a lo largo de los circuitos de distribución. En la mayoría de los sistemas, únicamente se cuenta con mediciones en la subestación o en algunos equipos de protección principales. Esto significa que, cuando ocurre una falla, solo se dispone de señales parciales del fenómeno, lo que dificulta la reconstrucción del evento. La limitada cobertura de sensores también impide la implementación de algoritmos avanzados que requieren datos granulares, tales como métodos fasoriales, aprendizaje automático o localización basada en series temporales de alta resolución (Bahmanyar et al., 2017). Como consecuencia, el análisis suele basarse en estimaciones aproximadas, introduciendo incertidumbre en la interpretación de los registros eléctricos.

Adicionalmente, las redes de distribución modernas dependen cada vez más de dispositivos digitales como reconectadores, controladores de tensión, interruptores automáticos e

infraestructura AMI. Si bien estos equipos permiten capturar y transmitir información del sistema, su integración presenta desafíos. En primer lugar, existe una heterogeneidad en los protocolos de comunicación utilizados por cada fabricante, lo que dificulta la interoperabilidad entre dispositivos. Esta falta de estandarización conlleva a que los datos no siempre sean compatibles con plataformas centralizadas de supervisión, generando retrasos en la sincronización o incluso pérdida parcial de la información (Gana et al., 2017).

A estos problemas se suma la latencia en las comunicaciones, un factor determinante para el desempeño de los sistemas de localización de fallas. Las redes de distribución, al integrar tecnologías inalámbricas, fibra óptica, enlaces PLC y canales RF, presentan variaciones considerables en la velocidad de transmisión de datos. En situaciones de contingencia, un retardo en la llegada de mediciones puede afectar la capacidad del operador para identificar el tipo y la ubicación de la falla en tiempo real. Esto es especialmente crítico en sistemas donde la respuesta automática depende de algoritmos centralizados que requieren información sincronizada en milisegundos (Liu, Liu & Tang, 2022).

Además, el proceso de sensado se ve afectado por factores externos como interferencias electromagnéticas, condiciones ambientales adversas, fallas en los enlaces de comunicación o limitaciones energéticas en dispositivos remotos. Estos aspectos pueden reducir la disponibilidad de datos o comprometer la integridad de las mediciones transmitidas. La confiabilidad de los enlaces es particularmente problemática en zonas rurales, donde la infraestructura de comunicaciones es limitada y las distancias entre nodos son extensas.

La seguridad informática también constituye un reto creciente. La digitalización de los sistemas eléctricos y la conexión de dispositivos inteligentes expone las redes de distribución a riesgos de ciberataques, manipulación de datos o accesos no autorizados. Un ataque que altere

las mediciones o interrumpa los canales de comunicación podría afectar directamente la localización de fallas y comprometer la estabilidad del sistema. Este escenario exige incorporar mecanismos avanzados de encriptación, autenticación y monitoreo permanente del tráfico de datos (Kumar & Saxena, 2019).

Por otra parte, la implementación de infraestructura de monitoreo avanzado implica costos elevados. La instalación de sensores, medidores sincronizados, registradores fasoriales o dispositivos IoT requiere inversión en equipos, mantenimiento, capacitación del personal y adecuación de los sistemas de gestión. Si bien estas tecnologías ofrecen beneficios significativos en términos de precisión y tiempos de respuesta, su adopción es gradual debido a restricciones presupuestales y normativas que afectan a muchas empresas distribuidoras (Dashti et al., 2021).

En resumen, los retos asociados al monitoreo, sensado y comunicaciones evidencian que la localización de fallas en redes de distribución requiere un enfoque integral que considere no solo los aspectos técnicos de los algoritmos, sino también la infraestructura necesaria para su implementación eficiente. La transición hacia redes más observables, interoperables y con comunicaciones robustas es fundamental para mejorar la precisión en la detección y localización de fallas, fortalecer la resiliencia del sistema y habilitar el uso de métodos avanzados basados en análisis de datos e inteligencia artificial.

4.4 Necesidad de metodologías inteligentes y adaptativas

La evolución de los sistemas de distribución hacia redes más complejas y tecnificadas ha evidenciado la necesidad de implementar metodologías de localización de fallas capaces de operar bajo condiciones dinámicas y altamente variables. Los métodos tradicionales, basados

principalmente en impedancia, ondas viajeras, estimaciones analíticas o inspecciones manuales, muestran limitaciones significativas cuando se aplican en redes modernas caracterizadas por flujos bidireccionales, alta penetración de recursos energéticos distribuidos (DER) y mayores exigencias de calidad del servicio (Kumar & Saxena, 2019). En este contexto, surge la necesidad de adoptar metodologías inteligentes y adaptativas que integren técnicas avanzadas de procesamiento, análisis probabilístico y algoritmos de inteligencia artificial capaces de aprender del comportamiento del sistema.

El objetivo principal de estas metodologías es superar la incertidumbre, compensar la falta de información, procesar volúmenes crecientes de datos en tiempo real y adaptarse a ambientes operativos cambiantes. De esta manera, permiten mejorar la precisión en la localización de fallas, reducir el tiempo de restauración del servicio y optimizar la operación global de las redes inteligentes (Bahmanyar et al., 2017).

- Transformación estructural de las redes y necesidad de adaptabilidad

Las redes de distribución históricamente fueron diseñadas bajo esquemas radiales simples. Sin embargo, factores como la integración de generación distribuida, la apertura de mercados energéticos, el uso de vehículos eléctricos, la electrificación del transporte y la interoperabilidad entre cargas activas han modificado su comportamiento estructural.

Estos cambios introducen desafíos como:

- Alteraciones en los niveles de corto circuito, que afectan directamente el desempeño de los métodos tradicionales de localización.
- Redes dinámicas con topologías variables, donde las reconfiguraciones automáticas pueden modificar los caminos de flujo de corriente durante una falla.

- Fenómenos no lineales causados por cargas electrónicas, inversores, controladores de potencia y dispositivos inteligentes.
- Incremento en la estocasticidad del sistema, debido a la variabilidad de las fuentes renovables (Chen et al., 2016).

Ante este panorama, los métodos clásicos que suponen estabilidad, linealidad y flujo unidireccional se ven superados por la complejidad operativa del sistema moderno. Las metodologías inteligentes surgen como respuesta para ofrecer adaptación, autoajuste y capacidad predictiva, como lo son los métodos basados en:

- Inteligencia artificial como herramienta fundamental
- Redes neuronales artificiales (ANNs)
- Redes neuronales profundas (Deep Learning)
- Máquinas de soporte vectorial (SVM)
- Algoritmos basados en árboles de decisión y Random Forest
- Métodos híbridos IA + impedancia

Finalmente, la necesidad de metodologías inteligentes y adaptativas no solo responde a la complejidad técnica del sistema eléctrico, sino también a las expectativas de calidad del servicio, las exigencias regulatorias y el objetivo de reducir los tiempos de interrupción. Implementar estos enfoques permite optimizar la operación de las redes, reducir costos de mantenimiento, mejorar la resiliencia frente a eventos perturbadores y avanzar hacia la digitalización completa del sistema eléctrico. En este sentido, la transición hacia técnicas inteligentes constituye un paso esencial para garantizar la confiabilidad de los sistemas de distribución en el contexto de las redes modernas.

4.5 Conclusiones

El análisis de los desafíos actuales en los sistemas de localización de fallas en redes de distribución evidencia una transformación profunda en las condiciones operativas del sistema eléctrico. La integración de recursos energéticos distribuidos, el incremento en la digitalización de la infraestructura y la adopción de nuevos dispositivos inteligentes han modificado sustancialmente el comportamiento de las redes, introduciendo una complejidad que los métodos tradicionales ya no pueden gestionar de manera eficiente. En consecuencia, los sistemas de distribución enfrentan condiciones dinámicas donde predominan la variabilidad de los flujos de potencia, los cambios topológicos frecuentes, la presencia de fenómenos no lineales y una mayor incertidumbre en las mediciones.

Este panorama pone de manifiesto que los métodos convencionales, basados principalmente en la impedancia, ondas viajeras o inspecciones manuales, presentan limitaciones significativas relacionadas con la falta de precisión, la sensibilidad a errores de modelado, la baja robustez ante fallas de alta impedancia y la dependencia de supuestos rígidos sobre el estado del sistema. Tales limitaciones se hacen más evidentes en redes con penetración elevada de generación distribuida, donde las corrientes aportadas por múltiples fuentes alteran la firma eléctrica de las fallas y dificultan el uso de aproximaciones analíticas tradicionales.

Asimismo, los desafíos asociados al monitoreo, al sensado y las comunicaciones representan un factor crítico que condiciona la eficacia de los sistemas de localización. La baja densidad de medición, la heterogeneidad de dispositivos, la latencia en las comunicaciones, los problemas de interoperabilidad y las vulnerabilidades de ciberseguridad dificultan la obtención

de datos confiables y oportunos. Sin una infraestructura de información adecuada, incluso los métodos avanzados encuentran barreras significativas para operar con precisión y consistencia.

En este contexto, se evidencia la necesidad de adoptar metodologías inteligentes y adaptativas que permitan enfrentar adecuadamente los desafíos presentes. Las técnicas basadas en inteligencia artificial, aprendizaje automático, análisis probabilístico, procesamiento distribuido y algoritmos híbridos se consolidan como herramientas indispensables para mejorar la capacidad de diagnóstico y la precisión en la localización de fallas. Estas metodologías permiten incorporar autoaprendizaje, análisis en tiempo real, procesamiento descentralizado, modelado bajo incertidumbre y fusión de información, ofreciendo soluciones más robustas que las disponibles tradicionalmente.

Los avances tecnológicos, la disponibilidad creciente de sensores y la implementación de infraestructuras de comunicaciones más confiables abren paso a un nuevo paradigma donde los sistemas de distribución pueden evolucionar hacia configuraciones más observables, eficientes y resilientes. En este sentido, la incorporación de metodologías inteligentes no solo responde a demandas técnicas, sino también a necesidades operativas, regulatorias y económicas, ya que permiten reducir tiempos de interrupción, minimizar costos de mantenimiento y cumplir con estándares de calidad cada vez más exigentes.

En síntesis, el análisis desarrollado en este capítulo confirma que los desafíos actuales en la localización de fallas requieren soluciones modernas, flexibles y basadas en tecnologías avanzadas. La transición hacia redes inteligentes implica adoptar herramientas que integren inteligencia artificial, análisis probabilístico, sistemas híbridos y sensado, constituyendo la base fundamental para garantizar la confiabilidad, continuidad y eficiencia del suministro eléctrico en los sistemas de distribución del futuro.

5. Desarrollos y estrategias recientes para localización de fallas.

5.1 Avances tecnológicos.

En los últimos años, los sistemas de distribución eléctrica han experimentado una transformación significativa impulsada por la modernización de las infraestructuras, la digitalización de los procesos operativos y la incorporación de tecnologías avanzadas de medición, comunicación y análisis. Estos avances han ampliado de manera considerable las posibilidades para la detección, diagnóstico y localización de fallas, permitiendo superar muchas de las limitaciones asociadas a los métodos tradicionales. De manera particular, la aparición de dispositivos inteligentes, la expansión de sistemas AMI, la integración de sensores avanzados y el desarrollo de técnicas basadas en inteligencia artificial y análisis de datos han configurado un nuevo paradigma tecnológico en la operación de redes de distribución (Chen et al., 2016).

Uno de los avances más relevantes es la masificación de sensores inteligentes capaces de medir variables eléctricas con alta resolución temporal y espacial. Estos dispositivos incluyen medidores fasoriales de distribución (micro-PMUs), sensores IoT, detectores de fallas de baja latencia y registradores portátiles de eventos transitorios. La capacidad de capturar señales más detalladas permite analizar con mayor precisión el comportamiento del sistema durante la ocurrencia de fallas, facilitando la aplicación de métodos avanzados de diagnóstico (Bahmanyar et al., 2017). Los micro-PMUs, en particular, aportan mediciones sincronizadas de voltaje y corriente que posibilitan análisis fasoriales en tiempo real, los cuales antes estaban restringidos a los sistemas de transmisión.

Otro avance significativo está relacionado con la implementación de infraestructuras de medición avanzada (AMI), que permiten la comunicación bidireccional entre los usuarios finales y los centros de control. Estas infraestructuras proporcionan información en intervalos cortos, lo que permite detectar fluctuaciones locales, identificar interrupciones y analizar patrones de comportamiento asociados a fallas. La integración de AMI con plataformas SCADA avanzadas favorece la identificación temprana de eventos y la localización más precisa de fallas mediante el análisis de discontinuidades o pérdidas súbitas de señal en segmentos específicos del sistema (Gana et al., 2017).

Además, la expansión de tecnologías de comunicaciones industriales, como fibra óptica, redes inalámbricas dedicadas, sistemas RF mesh y enlaces PLC de última generación, ha permitido transmitir datos con mayor rapidez y confiabilidad. Estos sistemas reducen la latencia, mejoran la disponibilidad de información y permiten alimentar algoritmos que requieren mediciones continuas para operar correctamente. La interoperabilidad entre dispositivos también se ha visto fortalecida por el desarrollo de estándares de comunicación más robustos, lo cual facilita la integración de sensores de diferentes fabricantes y tecnologías (Dashti et al., 2021).

En paralelo, el uso de técnicas avanzadas de inteligencia artificial ha ganado protagonismo en la investigación sobre localización de fallas. Métodos como redes neuronales profundas, máquinas de soporte vectorial, algoritmos evolutivos, redes convolucionales y sistemas híbridos permiten analizar grandes conjuntos de datos operativos y extraer patrones específicos asociados a fallas. Estos modelos no solo mejoran la precisión de la localización, sino que también aumentan la capacidad de predicción y permiten estimar la probabilidad de ocurrencia de fallas futuras basándose en tendencias históricas. Su capacidad para operar con

información incompleta los convierte en herramientas esencialmente adaptativas ante las condiciones variables del sistema (Kumar & Saxena, 2019).

Asimismo, se han desarrollado métodos híbridos que combinan algoritmos analíticos tradicionales con técnicas basadas en datos. Este tipo de aproximaciones integradas aprovechan las ventajas de ambos enfoques: la rapidez y simplicidad de los modelos clásicos y la robustez y adaptabilidad de los algoritmos inteligentes. Por ejemplo, las estimaciones iniciales obtenidas mediante impedancia pueden refinarse mediante redes neuronales o algoritmos bayesianos para obtener una localización más precisa, incluso en escenarios con generación distribuida (Liu, Liu & Tang, 2022).

Otro avance tecnológico importante está asociado con la integración de herramientas de Edge computing. Estas tecnologías permiten procesar información directamente en los dispositivos ubicados en campo, reduciendo la dependencia del centro de control y el tiempo necesario para detectar y aislar fallas. El procesamiento distribuido mejora la resiliencia del sistema, ya que los dispositivos pueden actuar localmente incluso si existen interrupciones en los canales de comunicación.

Finalmente, el desarrollo de plataformas avanzadas de simulación y gemelos digitales ha permitido modelar de manera más precisa el comportamiento de las redes ante diferentes escenarios de fallas. Estas herramientas facilitan la validación de algoritmos, el entrenamiento de modelos de inteligencia artificial y la planificación de estrategias de mantenimiento predictivo. Gracias a los gemelos digitales, los operadores pueden evaluar el desempeño de nuevas metodologías sin afectar la operación real del sistema, lo que acelera la adopción de soluciones innovadoras (Chen et al., 2016).

En conjunto, estos avances tecnológicos han sentado las bases para una evolución significativa de los sistemas de localización de fallas, permitiendo que los métodos modernos sean más precisos, robustos y adaptativos. La integración progresiva de sensores inteligentes, IA, comunicaciones avanzadas y procesamiento distribuido plantea un panorama en el que los sistemas de distribución están en capacidad de operar de manera más eficiente, reducir tiempos de interrupción y mejorar la confiabilidad del servicio eléctrico.

5.1.1 Uso de sensores inteligentes

El uso de sensores inteligentes en los sistemas de distribución eléctrica constituye uno de los avances tecnológicos más relevantes en la evolución de los métodos de localización de fallas. Estos dispositivos permiten ampliar significativamente la visibilidad del sistema, mejorar la precisión en la captura de datos, reducir el tiempo de detección de fallas y proporcionar información valiosa que alimenta algoritmos avanzados de diagnóstico y análisis. A diferencia de los sensores convencionales, los sensores inteligentes integran capacidades de medición, procesamiento local, comunicación bidireccional y sincronización temporal, elementos que resultan esenciales para operar redes modernas altamente dinámicas (Chen et al., 2016).

Uno de los principales beneficios de los sensores inteligentes es su capacidad para registrar señales eléctricas de alta resolución, incluyendo variaciones rápidas en corriente, voltaje y frecuencia durante el inicio y desarrollo de una falla. Dispositivos como los medidores fasoriales de distribución (micro-PMUs), los sensores ópticos de corriente, los detectores de fallas montados en poste (FIs), los sensores basados en fibra óptica y los nodos IoT especializados permiten obtener información mucho más detallada que la disponible en los

sistemas SCADA tradicionales. Estas mediciones precisas son fundamentales para identificar la característica espectral o fasorial de una falla, lo que incrementa la capacidad de los algoritmos para determinar su ubicación con mayor exactitud (Bahmanyar et al., 2017).

Los micro-PMUs, por ejemplo, representan uno de los avances más significativos debido a que proporcionan mediciones fasoriales sincronizadas mediante GPS, permitiendo analizar eventos con resolución temporal del orden de milisegundos. Este tipo de medición facilita la aplicación de algoritmos basados en el análisis de ondas viajeras, seguimiento de ángulos fasoriales y comparación temporal entre señales de diferentes puntos de la red. Los micro-PMUs permiten además detectar pequeñas desviaciones en la fase del voltaje que podrían indicar condiciones incipientes de falla u operaciones anómalas de equipos, elementos que son imperceptibles mediante sensores convencionales (Dashti et al., 2021).

Otro grupo de sensores relevantes lo constituyen los detectores de fallas inteligentes instalados en líneas aéreas o subterráneas. Estos dispositivos pueden identificar caídas abruptas de voltaje, cambios bruscos en la corriente, armónicos anómalos o flujos de potencia no esperados. Además de detectar la presencia de una falla, muchos de estos sensores pueden transmitir de inmediato la información hacia centros de control o hacia otros dispositivos, permitiendo ejecutar enfoques distribuidos de localización. En redes extensas, estos detectores reducen drásticamente el tiempo necesario para ubicar el segmento afectado, lo que mejora los indicadores de continuidad del servicio (Gana et al., 2017).

El uso de sensores basados en tecnología IoT también ha adquirido importancia. Estos dispositivos suelen ser de bajo costo, fáciles de instalar y capaces de comunicarse mediante protocolos inalámbricos como LoRaWAN, ZigBee o LTE. Su despliegue masivo permite conformar redes densas de monitoreo, lo que incrementa la granularidad de la información

disponible para la localización de fallas. En particular, la capacidad de enviar datos en tiempo casi real facilita la implementación de modelos predictivos basados en inteligencia artificial, los cuales requieren volúmenes significativos de datos para refinar sus estimaciones (Kumar & Saxena, 2019).

Asimismo, la integración de sensores inteligentes está estrechamente relacionada con la capacidad de ejecutar procesamiento distribuido o Edge computing. Algunos sensores modernos incluyen microprocesadores que permiten realizar análisis locales, tales como detección de patrones anómalos, filtrado de ruido o clasificación preliminar de eventos. Esta funcionalidad mejora la resiliencia del sistema, ya que permite actuar incluso cuando las comunicaciones con el centro de control se encuentran limitadas o temporalmente interrumpidas. Además, reduce la carga de procesamiento en sistemas SCADA y plataformas de control, lo que permite acelerar la toma de decisiones durante eventos de falla (Liu, Liu & Tang, 2022).

Por otra parte, los sensores inteligentes también cumplen un rol clave en la coordinación entre protección y localización de fallas. Al generar información más precisa, permiten ajustar de manera dinámica los parámetros de los relés de protección, identificar zonas con comportamiento inusual, detectar falsas operaciones de dispositivos o corroborar condiciones anómalas antes de generar una orden de desconexión. De esta manera, contribuyen a evitar desconexiones innecesarias y mejoran la selectividad del sistema.

En su conjunto, los sensores inteligentes representan un componente crítico en la transición hacia redes de distribución más observables, flexibles y confiables. Su despliegue masivo habilita el funcionamiento de métodos avanzados de localización de fallas basados en IA, algoritmos híbridos y análisis factorial de alta resolución. Asimismo, permiten mejorar la capacidad del sistema para anticipar eventos, reducir la duración de las interrupciones y

optimizar el proceso de restauración del servicio. A medida que las redes evolucionen hacia esquemas más activos, con mayor penetración de generación distribuida y mayor automatización, el papel de los sensores inteligentes será cada vez más central para garantizar la continuidad y calidad del suministro eléctrico.

5.1.2 Infraestructuras AMI y redes inteligentes

Las Infraestructuras de Medición Avanzada (AMI) y el desarrollo de redes inteligentes (smart grids) constituyen elementos fundamentales en la modernización de los sistemas de distribución eléctrica, proporcionando capacidades de observación, análisis y control que antes eran imposibles de alcanzar con la infraestructura tradicional. El despliegue de estas tecnologías ha transformado la forma en que se detectan, gestionan y localizan fallas, permitiendo un monitoreo más preciso, respuestas automáticas más rápidas y una gestión más eficiente del sistema eléctrico (Chen et al., 2016).

Las arquitecturas AMI están compuestas por medidores inteligentes, sistemas de comunicación bidireccional y plataformas de gestión de datos que permiten capturar y transmitir información operacional en intervalos de tiempo muy reducidos. A diferencia de los medidores convencionales, limitados a lecturas mensuales o semanales, los medidores AMI pueden registrar parámetros eléctricos como voltaje, corriente, energía consumida, distorsión armónica y eventos de pérdida de suministro en intervalos de segundos o minutos. Esta granularidad permite identificar patrones asociados al inicio de una falla o predecir condiciones anómalas antes de que se conviertan en interrupciones del servicio (Bahmanyar et al., 2017).

Uno de los aportes más relevantes de AMI en la localización de fallas es su capacidad de detección automática de interrupciones (Outage Detection). Cuando una sección de la red pierde suministro, los medidores inteligentes dejan de reportar información, enviando señales de “last gasp” que alertan al centro de control sobre la ubicación aproximada del evento. Esto permite reducir considerablemente los tiempos de respuesta, especialmente en redes con alta densidad de usuarios o en zonas donde las condiciones geográficas dificultan la inspección manual. La identificación precisa del punto donde los medidores dejan de comunicar permite acotar el segmento afectado y mejorar la efectividad de los algoritmos de localización (Gana et al., 2017).

Las AMI también permiten la implementación de esquemas avanzados de análisis de calidad de energía, los cuales son esenciales para detectar disturbios transitorios que indican el inicio de una falla. Variaciones abruptas en voltaje, eventos de flicker o armónicos anómalos pueden ser utilizados como indicadores para localizar de manera preliminar el origen del problema. Estos análisis se potencian cuando se integran con sistemas SCADA y plataformas de gestión de energía en tiempo real, permitiendo correlacionar datos provenientes de múltiples fuentes (Dashti et al., 2021).

Por su parte, el concepto de redes inteligentes extiende las capacidades de AMI mediante la integración de sensores, equipos de automatización, sistemas de gestión avanzada, controladores descentralizados y algoritmos de análisis predictivo. Las smart grids permiten que los sistemas reaccionen automáticamente ante la ocurrencia de eventos, a través de mecanismos como:

- Reconfiguración automática de la red.
- Aislamiento de fallas mediante esquemas de auto-restauración.
- Ajustes dinámicos de protecciones.

- Activación de controles de voltaje y potencia reactiva.

Este nivel de automatización mejora de manera notable la resiliencia de la red y reduce el tiempo requerido para restaurar el servicio tras una falla (Kumar & Saxena, 2019).

Otro elemento fundamental es la integración de comunicaciones avanzadas, que permite que dispositivos distribuidos como los reconectores, interruptores automáticos, reguladores de voltaje y seccionalizadores, intercambien información de forma continua y autónoma. Esto habilita esquemas locales de toma de decisiones basados en la colaboración entre dispositivos, reduciendo la dependencia del centro de control y acortando los tiempos de detección y aislamiento de la falla (Liu, Liu & Tang, 2022).

En las redes inteligentes también se incorporan sistemas de gestión de energía (EMS) y sistemas de gestión de distribución (DMS), los cuales permiten ejecutar modelos avanzados para estimar estados, predecir flujos, analizar comportamientos anómalos y optimizar la operación en presencia de generación distribuida. Estas plataformas permiten integrar directamente los datos proporcionados por los medidores AMI y sensores inteligentes, aumentando la precisión de los algoritmos de localización de fallas mediante técnicas de fusión de información.

Además, las smart grids facilitan la implementación de estrategias avanzadas como:

- Edge computing, donde parte del análisis se realiza directamente en el dispositivo.
- Sistemas multiagente, que coordinan la estimación distribuida de la ubicación de la falla.
- Gemelos digitales, que permiten simular en tiempo real el comportamiento del sistema bajo escenarios de falla.

Estas tecnologías permiten desarrollar enfoques más robustos, predictivos y adaptativos, capaces de operar bajo incertidumbre y falta parcial de información.

En conjunto, las infraestructuras AMI y las redes inteligentes representan un avance significativo en la capacidad de monitoreo y gestión de las redes de distribución. Su integración permite mejorar la visibilidad del sistema, aumentar la precisión en la localización de fallas, acelerar los procesos de restauración del servicio y habilitar el uso de técnicas modernas basadas en datos y aprendizaje automático. A medida que las redes evolucionan hacia configuraciones más activas y con mayor penetración de recursos distribuidos, el papel de estas tecnologías será esencial para garantizar la continuidad, eficiencia y resiliencia del suministro eléctrico.

5.2 Métodos para localización de fallas

La localización precisa de fallas en los sistemas de distribución es un desafío técnico fundamental debido a la diversidad de configuraciones de red, la variabilidad inherente de los parámetros eléctricos y la presencia creciente de fuentes de generación distribuida. Para atender estas dificultades, se han desarrollado múltiples estrategias de localización basadas en distintos enfoques analíticos, mediciones, procesamiento de señales e inteligencia artificial. Estas estrategias buscan optimizar la detección y el diagnóstico, reducir el tiempo de interrupción y mejorar la confiabilidad del servicio eléctrico (Chen et al., 2016).

En general, las metodologías de localización de fallas pueden agruparse en cuatro grandes categorías: métodos basados en impedancia, métodos basados en ondas viajeras, métodos basados en inteligencia artificial y aprendizaje automático, y métodos híbridos e integrados. Cada una de estas estrategias ofrece ventajas particulares según las características de la red, la disponibilidad de mediciones y el tipo de falla. Su evolución ha permitido mejorar

significativamente la precisión en la estimación del punto de falla, especialmente en redes modernas con alta penetración de generación distribuida (Kumar & Saxena, 2019).

Los métodos basados en impedancia constituyen la estrategia más ampliamente utilizada en la práctica debido a su simplicidad y su bajo costo de implementación. Estos enfoques emplean mediciones de voltaje y corriente en la subestación o en puntos estratégicos para calcular la distancia hacia el punto de falla mediante expresiones analíticas derivadas de modelos de circuito equivalente. Si bien presentan ventajas por su rapidez, su desempeño se ve comprometido por la sensibilidad a parámetros mal estimados, redes desbalanceadas, variaciones de carga y fallas de alta impedancia, factores que generan errores significativos en la localización (Bahmanyar et al., 2017).

Por su parte, los métodos basados en ondas viajeras utilizan las señales transitorias generadas inmediatamente después de la falla para determinar el tiempo de llegada de las ondas reflejadas o transmitidas. Su ventaja principal radica en su elevada precisión, especialmente en líneas de media tensión con tramos largos y características homogéneas. Estos métodos requieren sensores de alta velocidad y sincronización precisa, lo cual dificulta su implementación masiva en sistemas de distribución con baja densidad de medición. A pesar de ello, han ganado relevancia gracias a la aparición de micro-PMUs y sensores inteligentes de respuesta rápida (Dashti et al., 2021).

En las últimas décadas, los métodos basados en inteligencia artificial (IA) han emergido como una alternativa robusta frente a las limitaciones de las técnicas tradicionales. La IA permite analizar patrones complejos, clasificar tipos de fallas, estimar distancias con mayor precisión y operar incluso en escenarios con información incompleta. Algoritmos como redes neuronales profundas, máquinas de soporte vectorial, sistemas neurodifusos y modelos híbridos entrenados

con datos reales de operación han demostrado un desempeño superior en redes activas con generación distribuida o con topologías variables (Liu, Liu & Tang, 2022). Estas estrategias no requieren modelos eléctricos exactos, lo que las hace adaptativas y escalables.

Por último, los métodos híbridos o integrados combinan dos o más estrategias para compensar las debilidades de cada enfoque individual. Por ejemplo, muchos autores emplean modelos de impedancia como estimación inicial y posteriormente aplican técnicas de inteligencia artificial para corregir la distancia estimada. Otros trabajos combinan la información de ondas viajeras con algoritmos de reconocimiento de patrones para mejorar la identificación del punto preciso de la falla. Este tipo de enfoques ha mostrado resultados altamente prometedores porque aprovecha tanto la rapidez de los métodos analíticos como la precisión y adaptabilidad de los algoritmos basados en datos (Bahmanyar et al., 2017).

La clasificación de estrategias presentada en esta sección constituye la base conceptual para el análisis detallado de los métodos contemporáneos de localización de fallas. En las siguientes subsecciones se profundiza en cada una de estas categorías, examinando sus fundamentos, características, ventajas, limitaciones y aplicaciones más relevantes en sistemas de distribución moderna.

5.2.1 Métodos basados en impedancia

Los métodos basados en impedancia constituyen una de las estrategias más tradicionales y ampliamente implementadas para la localización de fallas en sistemas de distribución. Su principio de funcionamiento se fundamenta en el análisis de las relaciones entre las magnitudes eléctricas medidas antes y durante la falla, principalmente voltajes y corrientes, utilizando

modelos equivalentes de línea para estimar la distancia entre el punto de medición y el punto donde se produjo la anomalía. Estos métodos son especialmente atractivos para las empresas distribuidoras debido a su bajo costo, su facilidad de implementación y la no necesidad de instrumentación avanzada, características que los han convertido en una referencia obligada en sistemas convencionales (Bahmanyar et al., 2017).

El procedimiento general se basa en representar la línea de distribución mediante un modelo de parámetros distribuidos o concentrados y, a partir de las mediciones disponibles en la subestación o en nodos estratégicos, calcular la impedancia aparente durante la falla. La distancia estimada se obtiene dividiendo esta impedancia entre el valor del parámetro serie de la línea. En condiciones ideales, este análisis permitiría identificar con buena precisión el punto de falla; sin embargo, en redes reales intervienen múltiples factores que afectan la exactitud del cálculo (Gana et al., 2017).

Uno de los principales desafíos de los métodos basados en impedancia es su sensibilidad a los cambios de carga, especialmente en redes de distribución donde la demanda es altamente variable y no siempre se dispone de mediciones precisas del estado previo a la falla. Estas variaciones pueden alterar las corrientes y tensiones registradas, generando errores considerables en la estimación de la distancia (Chen et al., 2016). Del mismo modo, la presencia de desbalance entre fases, característica común en redes urbanas y rurales, introduce asimetrías que dificultan el uso de modelos ideales, lo que provoca discrepancias adicionales entre la ubicación real de la falla y la estimada.

Las fallas de alta impedancia constituyen otro desafío importante. Este tipo de fallas, típicas en contactos con vegetación seca, superficies de suelo de alta resistividad o cables parcialmente dañados, presentan corrientes muy bajas que pueden confundir a los algoritmos

basados en impedancia, los cuales dependen de variaciones significativas en las mediciones para realizar cálculos confiables (Liu, Liu & Tang, 2022). En estos escenarios, la impedancia aparente calculada puede ser incorrectamente elevada, llevando a errores sistemáticos en la posición estimada.

El desarrollo reciente de redes de distribución activas con generación distribuida (GD) ha complicado aún más la aplicación de estos métodos. La generación distribuida introduce múltiples fuentes de aporte de corriente durante la falla, lo que altera la forma en la que se distribuyen los niveles de cortocircuito y modifica los perfiles de tensión en los alimentadores. Como resultado, los algoritmos convencionales basados en impedancia dejan de ser válidos porque se construyen bajo la suposición de un flujo unidireccional desde la subestación hacia la carga (Kumar & Saxena, 2019). Además, la presencia de inversores fotovoltaicos o eólicos con control electrónico puede limitar la corriente de falla, reduciendo la efectividad del método y generando estimaciones ambiguas.

Otro factor limitante es la dependencia de modelos de red precisos. Para obtener resultados confiables, es necesario contar con información exacta de las impedancias de las líneas, características de los conductores, parámetros de transformadores y topología real del sistema. No obstante, en muchas redes de distribución, especialmente en zonas rurales, esta información no siempre está actualizada, lo que impacta negativamente la precisión del método (Dashti et al., 2021).

A pesar de estas limitaciones, la literatura ha reportado avances para mejorar la robustez de los métodos basados en impedancia. Algunas propuestas incorporan compensaciones por carga, algoritmos de estimación adaptativos, filtros para eliminar componentes no fundamentales y ajustes en tiempo real mediante técnicas de optimización. También se han desarrollado

enfoques que combinan la impedancia con técnicas de reconocimiento de patrones o inteligencia artificial para corregir errores inherentes del modelo clásico (Bahmanyar et al., 2017), lo que marca una tendencia hacia métodos híbridos de mayor precisión.

En síntesis, los métodos basados en impedancia siguen siendo una herramienta valiosa en la industria debido a su bajo costo y facilidad de aplicación. Sin embargo, la creciente complejidad de los sistemas modernos de distribución demanda mejoras sustanciales o la integración con metodologías avanzadas que permitan superar sus limitaciones tradicionales. Su vigencia dependerá de la capacidad de adaptación frente a redes dinámicas, altamente sensorizadas y con presencia significativa de generación distribuida.

5.2.2 Métodos basados en ondas viajeras

Los métodos basados en ondas viajeras representan una de las técnicas más precisas para la localización de fallas en sistemas de potencia, debido a su capacidad para aprovechar la naturaleza transitoria de las señales eléctricas inmediatamente después de que ocurre una falla. Cuando se produce una perturbación en una línea, se generan ondas electromagnéticas que viajan a lo largo del conductor con una velocidad cercana a la velocidad de propagación de la señal en el medio. Estas ondas experimentan reflexiones en discontinuidades como derivaciones, transformadores o el propio punto de falla, lo que permite estimar, con una gran resolución temporal, la distancia al sitio del evento (Dashti et al., 2021).

El principio fundamental consiste en detectar el instante exacto en que las ondas transitorias llegan a los sensores instalados en la red. Posteriormente, mediante técnicas de correlación temporal o análisis de tiempo-frecuencia, se determina el desfase entre las señales

incidentes y reflejadas. Esta diferencia temporal se relaciona directamente con la distancia hacia el punto de falla, considerando la velocidad de propagación característica de la línea. Debido a que se trata de un fenómeno extremadamente rápido, estos métodos requieren dispositivos de medición de alta frecuencia, muestreo superior a 100 kHz y sincronización precisa mediante GPS o mecanismos equivalentes (Bahmanyar et al., 2017).

Una de las principales ventajas de los métodos basados en ondas viajeras es su elevado nivel de exactitud, incluso en condiciones de red adversas. A diferencia de los métodos basados en impedancia, las ondas viajeras no dependen de la magnitud de la corriente de falla ni de la estimación precisa de parámetros eléctricos, ya que su análisis se basa en la detección de los transitorios iniciales. Esto permite identificar fallas en redes con alta impedancia, sistemas desbalanceados o en configuraciones complejas donde las técnicas convencionales suelen fallar (Chen et al., 2016).

Además, estos métodos presentan gran robustez frente a la variabilidad de carga o las condiciones operativas del sistema, puesto que el comportamiento transitorio es independiente del estado pre-falla. Esto los convierte en una alternativa confiable para líneas de media y alta tensión, así como para entornos donde la topología de la red cambia con frecuencia, como ocurre en sistemas activos con generación distribuida (Kumar & Saxena, 2019).

No obstante, su implementación presenta retos significativos. El principal es el alto costo de los equipos de medición, ya que requieren sensores capaces de registrar señales en el rango de los microsegundos, algo poco común en redes de distribución donde los equipos tradicionales operan con frecuencias de muestreo bajas. A esto se suma la necesidad de infraestructura de comunicaciones robusta que permita transmitir datos transitorios sin pérdidas, y de sistemas de

sincronización precisa para garantizar la correcta correlación entre señales de diferentes puntos de la red (Gana et al., 2017).

Otro desafío importante es la complejidad del procesamiento de señales, dado que las ondas viajeras se atenúan y distorsionan a medida que avanzan a través de líneas con múltiples ramificaciones, empalmes o variaciones en los parámetros eléctricos. En redes urbanas o rurales de distribución, donde la heterogeneidad de las líneas es elevada, esta característica puede dificultar el análisis de los transitorios. En respuesta a ello, diversas investigaciones recientes han incorporado técnicas avanzadas como transformadas wavelet, descomposición empírica de modos y filtros adaptativos que mejoran la identificación de los transitorios característicos de la falla (Liu, Liu & Tang, 2022).

El surgimiento de tecnologías como *micro-PMUs*, sensores inteligentes y registradores de alta velocidad ha impulsado el uso de métodos basados en ondas viajeras en sistemas de distribución, donde históricamente se limitaban a líneas de transmisión. Esta tendencia forma parte del proceso de digitalización profunda de las redes eléctricas, apoyada en infraestructuras de monitoreo continuo y plataformas de análisis en tiempo real (Dashti et al., 2021).

En síntesis, los métodos basados en ondas viajeras constituyen una herramienta altamente precisa para la localización de fallas, especialmente valiosa en sistemas complejos o en redes con fuerte presencia de generación distribuida. Aunque su implementación requiere una infraestructura tecnológica avanzada y costos relativamente altos, su precisión y capacidad de respuesta rápida los posicionan como una de las principales tendencias en la evolución de las redes modernas y en la transición hacia sistemas más inteligentes, confiables y resilientes.

5.2.3 Métodos basados en inteligencia artificial y aprendizaje automático

La incorporación de técnicas de inteligencia artificial (IA) y de aprendizaje automático (Machine Learning, ML) en la localización de fallas ha emergido como una de las líneas de desarrollo más relevantes en los últimos años. Esta tendencia se debe a la creciente disponibilidad de datos provenientes de sensores avanzados, infraestructuras AMI, registradores de perturbaciones y medidores sincronizados, lo que permite entrenar modelos capaces de identificar patrones complejos asociados a distintos tipos de fallas en redes de distribución (Chen et al., 2016). A diferencia de los métodos tradicionales, los enfoques basados en IA no dependen estrictamente de modelos eléctricos exactos ni de parámetros lineales, sino que aprenden directamente a partir del comportamiento histórico y operativo del sistema, lo que los hace más adaptativos y robustos frente a condiciones variables.

Los métodos de IA aplicados a la localización de fallas abarcan una amplia gama de técnicas, entre ellas: redes neuronales artificiales, máquinas de soporte vectorial (SVM), sistemas neurodifusos, árboles de decisión, clasificadores probabilísticos, y, más recientemente, modelos de aprendizaje profundo como redes convolucionales (CNN) y redes recurrentes tipo LSTM. Estas metodologías permiten clasificar el tipo de falla, estimar la distancia al punto de origen, reconstruir trayectorias de corriente y tensión, e incluso compensar incertidumbres propias de redes no balanceadas o con generación distribuida (Liu, Liu & Tang, 2022).

Una ventaja determinante de estos métodos es su capacidad para manejar información ruidosa o incompleta. En redes de distribución donde la instrumentación suele ser limitada, la IA puede reconstruir rasgos característicos a partir de señales parcialmente observadas, logrando un desempeño superior al de métodos convencionales basados en impedancia, que dependen de

mediciones completas y parámetros precisos. Además, la IA permite identificar relaciones no lineales entre variables eléctricas, lo que resulta especialmente útil en redes activas donde la inyección de energía proveniente de múltiples fuentes altera los niveles de cortocircuito y modifica la respuesta dinámica del sistema (Kumar & Saxena, 2019).

Los modelos basados en IA también son particularmente efectivos en el reconocimiento de fallas de alta impedancia, las cuales suelen pasar desapercibidas por los sistemas de protección tradicionales debido a las bajas corrientes involucradas. Diversos estudios han demostrado que algoritmos entrenados con características extraídas mediante análisis espectral, transformadas wavelet o filtrado adaptativo pueden detectar patrones únicos de este tipo de fallas, mejorando la sensibilidad y la precisión en la localización (Bahmanyar et al., 2017).

Otro aporte significativo de la IA es su capacidad para operar en redes con gran penetración de generación distribuida (GD). En estos entornos, la variabilidad en los aportes de energía altera significativamente las corrientes de falla, lo que dificulta el uso de modelos deterministas. Los algoritmos de ML, al no requerir modelos estáticos, pueden ajustarse a nuevas condiciones operativas mediante procesos de reentrenamiento, permitiendo un comportamiento adaptativo que se ajusta a la evolución del sistema (Dashti et al., 2021).

No obstante, el uso de IA en la localización de fallas presenta desafíos relevantes. Uno de los más importantes es la dependencia de datos de entrenamiento adecuados. La calidad, diversidad y cantidad de datos disponibles influye directamente en el desempeño de los modelos. En muchas redes de distribución, los registros de fallas son escasos y no incluyen suficiente variedad de escenarios, lo que obliga al uso de técnicas de generación sintética de datos, simuladores avanzados o enfoques híbridos que mezclen datos reales con modelos digitales (Gana et al., 2017). Asimismo, estos algoritmos deben ser capaces de generalizar ante

condiciones no vistas previamente, evitando problemas como el sobreajuste, que comprometen la confiabilidad del modelo en escenarios reales.

Otro reto radica en la interpretabilidad de los modelos. Las técnicas avanzadas de deep learning ofrecen alta precisión, pero suelen ser consideradas “cajas negras”, lo que dificulta comprender el proceso mediante el cual se llega a una predicción. Esto puede generar resistencia a su adopción en aplicaciones críticas del sector eléctrico, donde los operadores requieren explicaciones claras para validar decisiones de protección y maniobra. Para mitigar este problema, diversos estudios han incorporado técnicas de explicabilidad, análisis de sensibilidad o integración con modelos tradicionales para facilitar la interpretación de los resultados (Liu, Liu & Tang, 2022).

Finalmente, la implementación práctica de sistemas de IA demanda infraestructura de procesamiento y comunicación que permita ejecutar algoritmos de análisis complejo en tiempos compatibles con las necesidades del sistema eléctrico. Con el avance de la computación en el borde (*Edge computing*) y la integración de plataformas IoT, estos modelos pueden ser ejecutados en dispositivos cercanos a la red, reduciendo la latencia y posibilitando una respuesta casi en tiempo real.

En conjunto, los métodos basados en inteligencia artificial y aprendizaje automático representan un avance significativo en la localización de fallas, al ofrecer soluciones flexibles, precisas y adaptables a las condiciones dinámicas de las redes modernas. Su evolución continuará impulsada por la digitalización de las redes, la expansión del monitoreo avanzado y el crecimiento de la generación distribuida, consolidándose como una de las líneas de investigación y aplicación más prometedoras en los sistemas de distribución.

5.2.4 Métodos híbridos e integrados

En los últimos años, los métodos híbridos e integrados han emergido como una alternativa altamente efectiva para superar las limitaciones inherentes a las estrategias tradicionales de localización de fallas. Estos métodos combinan dos o más enfoques como impedancia, ondas viajeras, técnicas estadísticas, inteligencia artificial o análisis de señales con el objetivo de mejorar la precisión, robustez y adaptabilidad del proceso de localización. La integración de múltiples fuentes de información y criterios de evaluación ha permitido desarrollar sistemas más inteligentes y versátiles, capaces de operar en escenarios complejos donde un único método resulta insuficiente (Bahmanyar et al., 2017).

El principio central de los métodos híbridos es que cada técnica aporta fortalezas específicas: mientras que los métodos basados en impedancia son rápidos y de bajo costo, los enfoques basados en ondas viajeras brindan una precisión temporal elevada, y las técnicas de inteligencia artificial ofrecen capacidad de adaptación ante condiciones variables. Al fusionar estas cualidades, se logra un enfoque más equilibrado capaz de enfrentar condiciones operativas adversas, como redes desbalanceadas, fallas de alta impedancia o sistemas con generación distribuida (Chen et al., 2016).

Uno de los esquemas híbridos más estudiados consiste en utilizar una estimación inicial basada en impedancia para identificar una zona probable de falla y, posteriormente, aplicar técnicas de inteligencia artificial para refinar la posición estimada. Este enfoque permite mitigar los errores derivados de parámetros mal ajustados, variaciones de carga o incertidumbres en el modelo eléctrico, ya que los algoritmos de IA pueden corregir la estimación mediante la identificación de patrones en las señales registradas (Liu, Liu & Tang, 2022). En particular, las

redes neuronales y los sistemas neurodifusos han demostrado ser muy útiles para ajustar la distancia final de falla cuando los métodos analíticos tradicionales presentan inconsistencias.

Otro tipo de combinación frecuente integra métodos de ondas viajeras con modelos basados en reconocimiento de patrones o técnicas de filtrado avanzado. En estos esquemas, las señales transitorias se procesan mediante transformadas wavelet, análisis empírico de modos o transformadas de Hilbert, con el objetivo de extraer características relevantes que alimentan clasificadores inteligentes. Estos clasificadores permiten identificar el tipo de falla, la fase afectada y el segmento más probable de la línea donde ocurrió el evento. Gracias a esta integración, se obtiene un sistema altamente robusto ante distorsiones, ruido y reflexiones múltiples, problemas comunes en redes de distribución con múltiples derivaciones (Dashti et al., 2021).

Los métodos híbridos también resultan especialmente útiles en redes con alta penetración de generación distribuida. En estos entornos, la presencia de múltiples fuentes de energía modifica la corriente de cortocircuito y provoca incertidumbres en los algoritmos clásicos. Los enfoques híbridos permiten combinar mediciones locales, datos históricos, estimaciones provenientes de modelos eléctricos y técnicas de ajuste basadas en aprendizaje automático. Esto genera sistemas más adaptativos, capaces de ajustarse a variaciones operativas en tiempo real y de ofrecer localizaciones precisas incluso cuando la red presenta topologías dinámicas (Kumar & Saxena, 2019).

Asimismo, diversas investigaciones han demostrado la efectividad de integrar algoritmos de optimización—como algoritmos genéticos, enjambre de partículas o técnicas evolutivas—con modelos eléctricos o sistemas de IA. Estos algoritmos permiten explorar múltiples combinaciones posibles de ubicación de falla y seleccionar aquella que minimiza el error entre

las señales simuladas y las señales medidas. Este enfoque resulta particularmente eficaz en redes donde las características físicas de las líneas presentan variaciones significativas o donde existen incertidumbres en la modelación de los parámetros eléctricos (Gana et al., 2017).

Otra tendencia creciente dentro de los métodos híbridos es la combinación de datos provenientes de infraestructuras AMI, PMUs, sensores inteligentes y equipos de protección, lo cual permite correlacionar información a diferentes escalas temporales y espaciales. Esta integración multisensorial facilita la reconstrucción de eventos con mayor nivel de detalle, aumentando la confiabilidad del diagnóstico y reduciendo significativamente el tiempo de localización de la falla (Bahmanyar et al., 2017).

En síntesis, los métodos híbridos e integrados constituyen una de las líneas más prometedoras en el campo de la localización de fallas, al combinar las fortalezas de múltiples enfoques y ofrecer soluciones adaptativas a los desafíos de las redes modernas. Su capacidad de integrar modelos físicos, técnicas de análisis avanzado y algoritmos de inteligencia artificial los posiciona como herramientas esenciales en la transición hacia redes eléctricas inteligentes, resilientes y altamente automatizadas. Su desarrollo continuará creciendo a medida que las redes se digitalicen, mejoren sus infraestructuras de sensado y aumente la disponibilidad de datos operativos en tiempo real.

5.3 Aplicaciones en sistemas con generación distribuida y microrredes

La creciente penetración de generación distribuida (GD) y el desarrollo de microrredes han transformado de manera significativa las condiciones operativas de los sistemas de distribución, generando oportunidades, pero también desafíos para la localización de fallas. A

diferencia de las redes tradicionales operadas en forma radial, los sistemas con GD presentan flujos bidireccionales de energía, variabilidad temporal de la generación y múltiples puntos de inyección, lo que altera sustancialmente los perfiles de corriente y tensión. Estos cambios exigen herramientas avanzadas de localización capaces de adaptarse a entornos dinámicos y altamente heterogéneos (Kumar & Saxena, 2019).

En sistemas con generación distribuida, uno de los principales retos es la modificación de los niveles de cortocircuito. La presencia de múltiples fuentes, como paneles fotovoltaicos, aerogeneradores, microturbinas o sistemas de almacenamiento, introduce aportes adicionales de corriente durante una falla. Estos aportes dependen del tipo de inversor, de las características del control electrónico y del punto donde se encuentran conectados, lo que dificulta la aplicación de métodos tradicionales basados en impedancia, los cuales fueron diseñados bajo la premisa de un único punto de suministro (Bahmanyar et al., 2017). Como consecuencia, las estimaciones pueden resultar ambiguas o presentar errores sistemáticos.

Para enfrentar estas condiciones, los métodos basados en inteligencia artificial han demostrado un rendimiento superior debido a su capacidad para identificar patrones complejos incluso cuando el comportamiento dinámico de la red se desvía de las condiciones estándar. Modelos entrenados con datos provenientes de sistemas con generadores distribuidos pueden aprender las interacciones entre múltiples fuentes, mejorar la detección de fallas de alta impedancia e identificar puntos de falla en escenarios donde los métodos analíticos pierden precisión (Liu, Liu & Tang, 2022). De esta manera, la IA se convierte en una herramienta clave para compensar la incertidumbre introducida por la GD.

Las microrredes, especialmente aquellas que operan en modo isla, presentan desafíos adicionales para la localización de fallas. Al desconectarse de la red principal, las microrredes

dependen exclusivamente de sus recursos internos para mantener la estabilidad. En estas condiciones, la corriente de falla se reduce significativamente debido al comportamiento limitante de los inversores electrónicos. Esto dificulta la identificación del evento mediante técnicas convencionales, que requieren corrientes de magnitud considerable para detectar variaciones representativas (Chen et al., 2016). Por ello, los métodos que utilizan análisis en el dominio del tiempo, ondas viajeras o enfoques híbridos han ganado protagonismo en estos entornos.

Asimismo, en microrredes con topologías dinámicas o configuraciones reconfigurables, la estructura de la red puede variar en función de condiciones operativas, mantenimientos o estrategias de eficiencia energética. En estos casos, las técnicas basadas en inteligencia artificial y algoritmos de optimización se han empleado para crear modelos adaptativos que recalculan en tiempo real la posible ubicación de fallas, integrando información de sensores inteligentes, medidores sincronizados y registros históricos (Dashti et al., 2021). Esta adaptabilidad es esencial para garantizar la continuidad del servicio en sistemas altamente dinámicos.

Otra aplicación relevante en sistemas con GD y microrredes es el uso de métodos híbridos que combinan impedancia, análisis espectral y aprendizaje automático. Estos métodos proporcionan estimaciones más robustas porque utilizan información redundante para compensar las variaciones introducidas por la GD. Por ejemplo, algunos esquemas utilizan métodos basados en impedancia para estimar una zona probable de falla y luego emplean técnicas de reconocimiento de patrones para reducir la incertidumbre provocada por la inyección múltiple de energía (Gana et al., 2017). Esta combinación ha demostrado ser particularmente útil en microrredes urbanas y campus universitarios.

Finalmente, la digitalización de los sistemas eléctricos ha impulsado el uso de infraestructuras AMI, redes inteligentes (smart grids) y plataformas IoT que permiten recopilar datos de forma continua y en gran escala. Estas tecnologías facilitan la implementación de métodos avanzados de localización en redes con GD, ya que proporcionan información granular sobre el comportamiento del sistema, permiten identificar perturbaciones en tiempo real y posibilitan la coordinación entre dispositivos de protección, sistemas de supervisión y plataformas de análisis (Bahmanyar et al., 2017).

En síntesis, la integración de generación distribuida y el desarrollo de microrredes han generado la necesidad de métodos de localización más sofisticados, capaces de adaptarse a condiciones operativas altamente variables. Los métodos basados en IA, los enfoques híbridos y las técnicas de análisis avanzado constituyen soluciones prometedoras para garantizar una localización precisa y confiable en estos sistemas modernos. A medida que la GD continúe expandiéndose y las microrredes se consoliden como elementos clave del sistema eléctrico, estas estrategias serán fundamentales para mantener la resiliencia y continuidad del suministro.

5.4 Desafíos para los métodos de localización

A pesar de los avances significativos en las metodologías de localización de fallas para redes de distribución, los enfoques actuales continúan enfrentando limitaciones que dificultan su implementación práctica, especialmente en entornos con penetración creciente de generación distribuida, topologías dinámicas y baja instrumentación. Estos desafíos no solo afectan la precisión del diagnóstico, sino también la capacidad de los operadores para garantizar tiempos de respuesta adecuados y mantener la continuidad del suministro eléctrico (Bahmanyar et al., 2017).

A continuación, se presentan los principales retos técnicos, operativos y tecnológicos asociados a las estrategias contemporáneas.

En primer lugar, persiste la dependencia de información incompleta o insuficiente, dado que muchas redes de distribución carecen de la instrumentación necesaria para registrar eventos de alta resolución. Aunque algunas metodologías requieren mediciones sincronizadas, registros de alta frecuencia o infraestructura AMI avanzada, la realidad es que gran parte de los sistemas eléctricos especialmente en zonas rurales continúan operando con equipos convencionales. Esta limitación reduce la efectividad de métodos como las ondas viajeras, el procesamiento avanzado de señales o los modelos basados en inteligencia artificial, que dependen de datos precisos y continuos para ofrecer resultados confiables (Bahmanyar et al., 2017).

Asimismo, una restricción importante es la variabilidad inherente de las condiciones operativas del sistema, especialmente en redes con generación distribuida. Los métodos basados en impedancia, por ejemplo, asumen un flujo unidireccional y parámetros eléctricos relativamente estables. Sin embargo, la presencia de múltiples fuentes de generación modifica los niveles de cortocircuito, altera los perfiles de tensión y dificulta el uso de modelos deterministas. Incluso las técnicas avanzadas basadas en aprendizaje automático pueden experimentar problemas de generalización si los datos de entrenamiento no contemplan suficiente diversidad de escenarios o condiciones extremas (Chen et al. 2016; Kumar & Saxena, 2019).

Otro reto significativo es la complejidad asociada a las redes desbalanceadas y con componentes heterogéneos. Las líneas aéreas y subterráneas, los transformadores con diferentes configuraciones, las cargas no lineales y las conexiones irregulares dificultan la creación de modelos precisos. Los métodos tradicionales suelen basarse en suposiciones idealizadas que no

reflejan el comportamiento real del sistema, lo que genera errores de localización, especialmente en fallas monofásicas o de alta impedancia. Aunque los métodos híbridos han intentado compensar estas discrepancias, aún persiste un margen relevante de incertidumbre (Bahmanyar et al., 2017).

Además, los métodos actuales enfrentan desafíos asociados a la interpretabilidad y confiabilidad de los resultados, particularmente en los enfoques basados en inteligencia artificial. Si bien estos modelos pueden alcanzar altos niveles de precisión, su naturaleza de "caja negra" dificulta comprender cómo se obtiene una determinada estimación. Esta falta de transparencia puede generar resistencia en los operadores de red, quienes requieren explicaciones claras para tomar decisiones en tiempo real, especialmente en contextos críticos donde la seguridad del sistema depende de una correcta identificación del punto de falla (Chen, 2016).

En términos tecnológicos, otro reto importante es la necesidad de infraestructura de comunicaciones robusta y de baja latencia. Los métodos avanzados requieren transmitir grandes volúmenes de datos para ser procesados en tiempo real. Sin embargo, la integración de tecnologías de comunicación no siempre es homogénea ni confiable, lo que puede ocasionar pérdida de información, retrasos o inconsistencias que afectan la exactitud del proceso de localización (Bahmanyar et al., 2017).

Por último, aunque las redes inteligentes y las plataformas IoT han mejorado la visibilidad del sistema, aún existen desafíos relacionados con la estandarización, interoperabilidad y gestión de datos. Cada fabricante utiliza protocolos distintos, y muchas veces los sistemas heredados no se integran de manera eficiente con plataformas modernas de análisis. Esta fragmentación dificulta el despliegue de métodos avanzados de localización que requieren un ecosistema de datos unificado (Kumar & Saxena, 2019).

En conjunto, estos retos evidencian que, si bien los enfoques actuales han evolucionado significativamente, todavía existen brechas que deben ser abordadas para garantizar un funcionamiento óptimo en las redes de distribución modernas. La superación de estas limitaciones requerirá una combinación de mejoras tecnológicas, inversiones en infraestructura, normalización de procesos y desarrollo de metodologías más flexibles, transparentes y adaptativas.

5.5 Conclusiones

La revisión de las diferentes estrategias de localización de fallas para redes de distribución evidencia una evolución importante en las últimas décadas, impulsada principalmente por la modernización del sistema eléctrico, el crecimiento de la generación distribuida y la creciente digitalización de la red. Cada categoría de métodos analizados presenta fortalezas y limitaciones particulares, lo que ha provocado la coexistencia de enfoques tradicionales y avanzados, así como el surgimiento de metodologías híbridas que buscan aprovechar las ventajas de múltiples técnicas.

En primer lugar, los métodos basados en impedancia continúan siendo los más extendidos debido a su simplicidad operativa, accesibilidad y bajo costo. Su facilidad de implementación los hace adecuados para redes con limitada instrumentación. Sin embargo, su desempeño se ve fuertemente afectado por el desbalance de cargas, la variabilidad operativa, las incertidumbres en los parámetros eléctricos y, especialmente, por la presencia de generación distribuida, que altera los niveles de cortocircuito y dificulta la estimación correcta de la distancia a la falla.

Por otro lado, los métodos basados en ondas viajeras destacan por su precisión temporal y espacial, al analizar los transitorios originados por la falla. Estos métodos ofrecen una localización mucho más exacta que los enfoques tradicionales y son capaces de identificar fallas de alta impedancia o en condiciones donde los métodos clásicos presentan importantes limitaciones. No obstante, su aplicación en redes de distribución es aún limitada debido al costo de los sensores de alta velocidad, la necesidad de sincronización precisa y la complejidad del procesamiento de señales.

El avance más notable en los últimos años corresponde a los métodos basados en inteligencia artificial y aprendizaje automático, los cuales han ampliado significativamente la capacidad de diagnóstico en redes complejas y dinámicas. Esta clase de métodos destaca por su adaptabilidad, su habilidad para manejar información parcial o ruidosa, y su capacidad para aprender patrones no lineales. La IA ha demostrado ser particularmente eficaz en redes con presencia de generación distribuida, microrredes y fallas de alta impedancia, escenarios en los que los métodos clásicos pierden exactitud. Sin embargo, su implementación depende de la disponibilidad de datos de entrenamiento adecuados, de la infraestructura de procesamiento y de la interpretabilidad de los modelos, factores que aún representan barreras para su adopción masiva.

Finalmente, los métodos híbridos e integrados han surgido como una respuesta a las limitaciones individuales de cada enfoque. Al combinar impedancia, ondas viajeras, inteligencia artificial, análisis espectral o algoritmos de optimización, estos métodos logran compensar debilidades específicas y obtener resultados más robustos, incluso en sistemas altamente variables.

La integración multisensorial y la correlación de datos provenientes de infraestructuras AMI, PMUs y sensores inteligentes fortalecen aún más el potencial de estos enfoques, posicionándolos como una de las tendencias más prometedoras en la transición hacia redes eléctricas inteligentes.

En conjunto, el análisis de los métodos de localización de fallas evidencia que no existe una única técnica universalmente superior, sino que la elección de la estrategia depende de las características de la red, el nivel de instrumentación disponible, los recursos tecnológicos y el tipo de falla a analizar. Los sistemas de distribución modernos, caracterizados por la bidireccionalidad del flujo de energía, la variabilidad operativa y la heterogeneidad de sus componentes, requieren soluciones flexibles, adaptativas y capaces de operar en tiempo real.

De esta manera, la tendencia actual apunta hacia la integración de métodos, el uso creciente de inteligencia artificial y la incorporación de infraestructuras avanzadas de sensado. Estos elementos permiten mejorar la precisión, reducir los tiempos de interrupción y fortalecer la confiabilidad del sistema eléctrico. El desarrollo de metodologías más robustas, transparentes y escalables será fundamental para afrontar los desafíos emergentes en las redes de distribución del futuro.

6. Tendencias actuales y futuras en los sistemas de localización de fallas

El avance tecnológico, la digitalización de las redes eléctricas y la creciente integración de generación distribuida han impulsado cambios profundos en la forma en que se detectan,

analizan y localizan las fallas en los sistemas de distribución. A medida que los sistemas eléctricos evolucionan hacia arquitecturas más dinámicas, flexibles e inteligentes, también se han transformado las metodologías de diagnóstico y localización, dando lugar a nuevas tendencias que buscan mejorar la precisión, reducir los tiempos de interrupción y aumentar la resiliencia operativa. Este capítulo presenta un análisis detallado de las tendencias actuales y futuras que están moldeando el desarrollo de los sistemas de localización de fallas, destacando las tecnologías emergentes, los nuevos paradigmas de red y las oportunidades de investigación que definirán la próxima década.

6.1 Principales tecnologías

La modernización de las redes de distribución, impulsada por procesos de digitalización, automatización y mayor integración de recursos energéticos distribuidos, ha originado una serie de tendencias tecnológicas que están transformando los enfoques tradicionales de localización de fallas.

6.1.1 Digitalización y automatización de redes

Una de las transformaciones más significativas en las redes de distribución es la transición hacia sistemas más sensorizados y digitalizados. La incorporación de dispositivos inteligentes, plataformas IoT, sensores de medición sincrónica, micro-PMUs e infraestructuras AMI ha permitido capturar datos en tiempo real, incrementando sustancialmente la visibilidad del sistema.

Esta tendencia ha facilitado la implementación de métodos avanzados de localización basados en procesamiento de datos, inteligencia artificial y algoritmos híbridos, permitiendo una identificación más rápida y precisa de eventos. La digitalización también habilita esquemas de análisis continuo, mantenimiento predictivo y respuesta automática ante fallas, reduciendo los tiempos de interrupción y aumentando la confiabilidad del suministro.

Asimismo, los sistemas SCADA modernizados, junto con plataformas basadas en la nube y soluciones edge computing, están cambiando la forma tradicional de supervisión, permitiendo que los procesos de localización, diagnóstico y recuperación se ejecuten de manera descentralizada y casi instantánea. Este enfoque distribuido reduce la dependencia de infraestructuras centralizadas y mejora la resiliencia ante fallas múltiples o eventos de gran escala.

6.1.2 Localización de fallas en redes híbridas AC/DC y microrredes

El desarrollo de redes híbridas AC/DC y la proliferación de microrredes introduce nuevos escenarios para la localización de fallas. Las microrredes pueden operar tanto conectadas a la red principal como en modo isla, lo que modifica la dinámica del sistema y, por ende, las características de las fallas. La presencia de convertidores electrónicos y dispositivos de control avanzados implica que las corrientes de falla son limitadas, y en algunos casos, insuficientes para activar protecciones convencionales.

En estos sistemas, emergen nuevas tendencias como:

- Métodos basados en análisis transitorio de alta frecuencia, especialmente necesarios en redes DC donde las señales fundamentales no ofrecen suficiente información diagnóstica.

- Algoritmos inteligentes capaces de operar con datos de baja magnitud, adaptándose a las restricciones impuestas por convertidores electrónicos.
- Localización basada en firmas eléctricas propias de los dispositivos de potencia, lo que permite identificar fallas incluso cuando los niveles de corriente están regulados.
- Enfoques híbridos especialmente desarrollados para entornos AC/DC, donde se combinan modelos eléctricos con técnicas basadas en datos.

Las redes híbridas y microrredes representan una tendencia en crecimiento, especialmente en zonas urbanas, campus universitarios y sistemas industriales, por lo que las metodologías de localización deben evolucionar para adaptarse a estas nuevas topologías.

6.2 Integración con sistemas de gestión avanzada: *Smart grids* y *Edge computing*

Una tendencia dominante en la actualidad es la sinergia entre tecnologías de localización de fallas y los sistemas avanzados de gestión de redes, característicos de las smart grids. La integración entre plataformas de análisis, comunicación en tiempo real y dispositivos de campo permite coordinar información y ejecutar acciones automáticas con un nivel de precisión sin precedentes.

La computación en el borde (Edge computing) constituye un pilar en esta transformación.

Al trasladar la capacidad de procesamiento hacia dispositivos cercanos a la red, es posible:

- Reducir significativamente la latencia en el diagnóstico de fallas.
- Procesar señales transitorias de alta resolución directamente en sitio.
- Utilizar algoritmos de IA en tiempo real sin depender de centros de datos remotos.

- Ejecutar esquemas de control autónomo en microrredes y sistemas con alta penetración de GD.

Por su parte, los sistemas inteligentes de gestión de recursos eléctricos integran información proveniente de sensores, SCADA, AMI y plataformas IoT para ofrecer una visión holística del sistema. Esto facilita no solo la localización de fallas, sino también la predicción de eventos, la identificación de vulnerabilidades y la optimización del despacho energético en sistemas distribuidos.

6.3 Perspectivas y líneas de investigación futuras

El análisis de las tendencias actuales permite identificar diversas líneas de investigación que continuarán impulsando el desarrollo de los sistemas de localización de fallas en los próximos años. Entre las principales proyecciones se destacan:

- Expansión de la inteligencia artificial explicable (XAI)

La evolución de la IA en localización de fallas requerirá modelos más interpretables, que permitan comprender las decisiones tomadas por los algoritmos. Esto es esencial para aumentar la confianza de los operadores y facilitar su incorporación en sistemas críticos.

- Integración de datos multisensoriales

El uso combinado de datos provenientes de PMUs, micro-PMUs, AMI, sensores de línea, drones y plataformas IoT permitirá mejorar la precisión y la resiliencia de los algoritmos frente a condiciones adversas.

- Métodos de localización para redes altamente dinámicas

Con el incremento de la generación distribuida, la movilidad eléctrica y los recursos energéticos distribuidos, las redes tendrán configuraciones cambiantes. Los métodos futuros deben ajustarse automáticamente a las nuevas topologías sin requerir modelos predefinidos.

- Aplicación de tecnologías cuánticas y algoritmos de optimización avanzados

En la próxima década, la computación cuántica y los algoritmos inspirados en procesos biológicos podrán emplearse para resolver problemas de localización con alta incertidumbre y múltiples soluciones posibles.

- Enfoques orientados a resiliencia y ciberseguridad

La digitalización incrementa la vulnerabilidad de las redes frente a ataques cibernéticos. Futuras metodologías deberán integrar mecanismos de detección de fallas físicas y fallas inducidas por adversarios digitales.

- Estimación y localización basada en gemelos digitales (digital twins)

Los modelos virtuales de las redes permitirán simular fallas en tiempo real, comparar escenarios y predecir comportamientos, facilitando procesos de diagnóstico más precisos.

En conjunto, estas tendencias reflejan una transición hacia sistemas más inteligentes, autónomos y resilientes, capaces de operar de manera confiable incluso en entornos altamente complejos.

7. Conclusiones

El análisis desarrollado a lo largo de esta monografía permitió comprender de manera integral la evolución, el estado actual y las tendencias futuras de los sistemas de localización de fallas en redes de distribución de energía eléctrica. A partir de la revisión de literatura especializada, se identificaron los principales desafíos tecnológicos que enfrentan las redes modernas, se examinaron los avances recientes en metodologías de diagnóstico y detección, y se establecieron las líneas de investigación que marcarán la dirección del sector en los próximos años.

El estudio demostró que la localización de fallas continúa siendo un aspecto crítico para garantizar la continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico. Las redes de distribución son cada vez más complejas debido a la integración masiva de generación distribuida, la variabilidad de las cargas, la presencia de fuentes renovables y la transición hacia esquemas de operación más flexibles. Estos cambios modifican la dinámica de flujo de energía, generan incertidumbres operativas y afectan directamente los métodos tradicionales de localización. Las técnicas basadas en impedancia, ampliamente usadas en la industria, presentaron limitaciones importantes relacionadas con la sensibilidad a redes desbalanceadas, parámetros mal estimados, variación de la carga y fallas de alta impedancia, factores que reducen su precisión y confiabilidad.

En contraste, los métodos basados en ondas viajeras brindan un nivel superior de exactitud al analizar los transitorios generados por la falla, aunque requieren infraestructura avanzada de medición y sincronización que aún no está disponible en muchas redes de

distribución. A esto se suman las dificultades asociadas a la atenuación de las señales y a la complejidad del procesamiento, lo que limita su aplicación práctica en entornos reales.

La incorporación de enfoques basados en inteligencia artificial y aprendizaje automático emergió como una de las contribuciones más significativas de la literatura revisada. Estas técnicas permiten identificar patrones no lineales, clasificar tipos de fallas, estimar distancias con mayor precisión y operar incluso ante información incompleta o ruidosa. Su capacidad adaptativa las convierte en herramientas especialmente útiles en sistemas con generación distribuida o en microrredes donde las corrientes de falla son limitadas debido al uso de convertidores electrónicos. Sin embargo, el desempeño de la IA depende de la disponibilidad de datos confiables, de infraestructura tecnológica y de la explicación adecuada de sus resultados, aspectos que hoy representan retos importantes.

Los métodos híbridos e integrados se posicionaron como la tendencia más sólida para superar las debilidades individuales de cada enfoque. La combinación de modelos eléctricos, señales transitorias, técnicas inteligentes y algoritmos de optimización ha demostrado ser una estrategia eficaz para mejorar la precisión y adaptabilidad de los sistemas de localización en redes modernas. Esta integración permite desarrollar soluciones más robustas, capaces de operar en condiciones cambiantes y de enfrentar la incertidumbre generada por la generación distribuida, las topologías dinámicas y la diversidad de componentes presentes en las redes de distribución actuales.

El estudio permitió identificar tendencias tecnológicas que están redefiniendo la manera en que se gestionan las fallas. Entre ellas destacan la digitalización profunda de las redes, la expansión de infraestructuras AMI, el sensado mediante micro-PMUs, el uso creciente de Edge computing, la evolución de redes híbridas AC/DC y la consolidación de microrredes. Estas

innovaciones aumentan la visibilidad operativa del sistema, permiten diagnósticos más rápidos y precisos, y constituyen la base para implementar estrategias avanzadas de supervisión y protección.

Asimismo, las futuras líneas de investigación apuntan hacia la integración de inteligencia artificial explicable, el uso de gemelos digitales para simulaciones en tiempo real, la fusión de datos provenientes de múltiples sensores, la ciberseguridad en redes inteligentes y el desarrollo de algoritmos capaces de adaptarse automáticamente a configuraciones cambiantes. Estas áreas representan oportunidades significativas para mejorar la resiliencia y eficiencia operativa del sistema eléctrico, especialmente en un contexto donde la dependencia de la energía es cada vez mayor.

Finalmente, esta monografía aporta una visión clara y actualizada del estado del arte de la localización de fallas, explicando los avances más relevantes, las limitaciones persistentes y las proyecciones tecnológicas del sector. La integración de los métodos analizados ofrece una base sólida para futuros estudios, proyectos de investigación o implementaciones en campo. El fortalecimiento de la instrumentación, la adopción de técnicas inteligentes y la modernización de las redes serán elementos clave para enfrentar los retos operativos y tecnológicos de los sistemas de distribución del futuro.

Referencias Bibliográficas

- Alam, M., Chakrabarti, S., & Ledwich, G. (2014). Distributed generation impact on fault detection and location in unbalanced distribution systems. *Electric Power Systems Research, 116*, 195–204. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.05.008>
- Alipio, R., Santos, H., & Costa, F. (2018). Review of fault location methods for distribution systems with distributed generation. *Electric Power Systems Research, 163*, 196–207. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.06.008>
- Bahmanyar, A., Dehghani, M., & Siano, P. (2017). Fault location in distribution networks with distributed generation: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 78*, 114–126. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.071>
- Borges, C. L. T., & Fernandes, R. A. (2015). Fault location in distribution systems with photovoltaic-based distributed generation. *IET Generation, Transmission & Distribution, 9*(12), 1444–1451. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2014.1154>
- Chen, Z., Xu, Y., & He, J. (2016). Fault location in distribution systems using machine learning and limited measurements. *IEEE Transactions on Power Delivery, 31*(4), 1826–1835. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2016.2536658>
- Dashti, R., Li, H., & Xu, Y. (2021). Impacts of distributed generation on fault characteristics and fault location: A comprehensive review. *Electric Power Systems Research, 194*, 107044. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107044>

- De la Cruz, A., Bahadoorsingh, S., & Maharaj, C. (2023). Fault identification challenges in modern distribution networks with DER. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 14(1), 876–887. <https://doi.org/10.1109/TSG.2022.3214567>
- Gana, S. R., Bhatt, P., & Singh, S. N. (2017). A survey on fault location methods in distribution systems. *Electric Power Components and Systems*, 45(10), 1126–1139. <https://doi.org/10.1080/15325008.2017.1342540>
- Hagh, M. T., Norouzi, A., & Mohammadi, F. (2020). Review of traveling-wave-based fault location methods in modern power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 121, 106123. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106123>
- Kang, M., Zhang, P., & Wu, Y. (2017). Impact of renewable-based distributed generators on fault current characteristics in distribution networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 32(1), 216–224. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2016.2558198>
- Kumar, R., & Saxena, D. (2019). *A Literature Review on Methodologies of Fault Location in the Distribution System with Distributed Generation*. *International Journal of Scientific & Technology Research*, 8(10), 1020–1025.
- Liu, J., Liu, Y., & Tang, C. (2022). Fault events and outage statistics in distribution systems: A review. *Electric Power Systems Research*, 209, 108095. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108095>
- Mishra, S., Yadav, A., & Singh, B. (2020). Fault classification and location in distribution systems using hybrid intelligent techniques. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, 95, 103892. <https://doi.org/10.1016/j.engappai.2020.103892>

- Pinto, R., Rolim, L., & Cardoso, G. (2019). Fault location in distribution networks with limited measurements: A machine learning approach. *IET Smart Grid*, 2(4), 578–586. <https://doi.org/10.1049/iet-stg.2019.0045>
- Ramos, J., Barros, G., & Lima, D. (2021). Hybrid fault location methods for distribution grids: Combining impedance, traveling waves, and artificial intelligence. *Electric Power Systems Research*, 192, 107002. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.107002>
- Silva, B., Almeida, M., & Costa, A. (2019). Fault management in smart grids: Role of AMI and intelligent sensors. *IEEE Access*, 7, 125120–125134. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2938322>
- Singh, R., & Sharma, P. (2018). Fault location in microgrids with inverter-based distributed generators. *Electric Power Systems Research*, 160, 87–96. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.02.004>
- Tawalbeh, M., Alkhouli, S., & Abubakar, S. (2020). Fault location challenges in AC/DC hybrid distribution networks: A review. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 118, 105819. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105819>
- Zhang, Y., Li, F., & Xu, Z. (2020). Edge computing-based fault diagnosis framework for active distribution systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 11(6), 5033–5043. <https://doi.org/10.1109/TSG.2020.2993928>
- Zhou, Q., Chen, X., & Tan, S. (2021). Distributed sensing-based fault location in smart distribution grids. *IEEE Sensors Journal*, 21(14), 15987–15996. <https://doi.org/10.1109/JSEN.2021.3086789>