



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA  
INGENIERÍA ELÉCTRICA-SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

**LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN NUEVAS TOPOLOGÍAS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN MEDIANTE LA  
TRANSFORMADA WAVELET**

TESIS  
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE  
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:  
**ING. HUMBERTO MARTÍNEZ GARCÍA**

TUTOR PRINCIPAL  
**DR. RUBÉN TAPIA OLVERA**  
FACULTAD DE INGENIERÍA

Ciudad Universitaria, Cd. Mx. Agosto 2019



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: Dr. Arrieta Paternina Mario Roberto

Secretario: Dr. Castro González Luis Miguel

Vocal: Dr. Tapia Olvera Rubén

1er. Suplente: Dr. Torres García Vicente

2do. Suplente: Dr. Guillén Aparicio Daniel

Lugar donde se realizó la tesis:  
Posgrado de la Facultad de Ingeniería, Ciudad de México.

**TUTOR DE TESIS:**

DR. RUBÉN TAPIA OLVERA

-----  
**FIRMA**

# RESUMEN

Con la modernización del sistema eléctrico de potencia a través de la integración de fuentes de generación no convencionales y equipo de monitoreo y control para hacer frente a estas condiciones, la red de transmisión se vuelve cada vez más compleja. Por ello, la protección y localización de fallas es un tema de interés para las nuevas condiciones que adquiere la red. De este modo, se requiere de un algoritmo de localización de fallas en líneas de transmisión capaz de ubicar con gran precisión el punto de falla sin verse afectado por las condiciones de la red, que generalmente se deben a cambios en la topología.

Por lo tanto, en este trabajo se presenta un algoritmo de localización de fallas y se realiza un análisis detallado para diferentes topologías de líneas de transmisión, ubicación de la falla y resistencia de falla. Para ello se emplea una metodología basada en el concepto de ondas viajeras, que consiste en determinar los tiempos de elevación (arribo) de las ondas viajeras mediante el análisis de componentes modales, utilizando la transformación de Clarke de las corrientes medidas. Los tiempos de arribo de las ondas viajeras se obtienen por medio de la transformada discreta de wavelet, al descomponer la corriente modal y analizar la energía del coeficiente de detalle de tercer nivel. De esta manera, se exhibe el algoritmo de localización de fallas con medición en una terminal y se extiende su aplicación a líneas de transmisión multiterminales, donde se localiza la sección de falla y posteriormente, mediante el método de localización con medición en dos terminales se ubica el punto de falla.

Por otra parte, se implementan algoritmos de localización convencionales tales como el de Reactancia, Takagi y Erickson, en líneas de transmisión radial, doble circuito y configuración en T. Con este análisis se observa la necesidad de estudiar nuevos métodos de localización de fallas, puesto que los métodos convencionales se ven afectados debido a las diferentes condiciones de la red que se generan por los cambios que presenta el sistema eléctrico de potencia con respecto a cargas conectadas y nuevas formas de generación. Además, se evalúa el desempeño del algoritmo de localización de fallas basado en la transformada discreta de wavelet, utilizando topologías de líneas de transmisión convencionales (líneas de transmisión de dos terminales) y líneas de transmisión multiterminales. Con los resultados obtenidos se observa la capacidad que tiene esta técnica de análisis para adaptarse a diferentes condiciones de la red a diferencia de los algoritmos convencionales que están acotados para cierta topología de red, limitando su aplicación y su desempeño.

# ABSTRACT

With the modernization of the electric power system through the integration of unconventional generation, besides of monitoring and control equipment by cope these conditions, the transmission network becomes increasingly complicated. Therefore, the protection and location of faults are topics of interest for the new conditions acquired by the network. In this way, a fault localization algorithm in transmisión lines is required, capable of locate the fault point with great precision, without being affected by network conditions that are generally due to changes in the topology.

Therefore, in this tesis a fault location algorithm is presented and a detailed análisis is made for different topologies of transmission lines, fault location and fault resistance. For this, a methodology based on the concept of traveling waves is used, where the arrival times of the traveling waves are determined by analyzing the modals components, which is obtained from Clarke's transformation of the currents measured at the end of the line. The arrival times of the traveling waves are obtained by means of the discrete wavelet transform, by decomposing the modal current and analyzing the energy of the third level detail coefficient. In this way, the fault location algorithm with measurement in one terminal is presented and its application is extended to multiterminal transmission lines, where the fault section is located and subsequently, through the location method with measurement in two terminals it is located the fault point.

On the other hand, conventional localization algorithms such as Reactance, Takagi and Erickson, are implemented in transmission lines radial, double circuit and T configuration. With this analysis, it is observed the need to study new fault location methods, since conventional methods are affected due to the different conditions of the network that are generated by the changes presented the electric power system with respect to connected loads and new forms of generation. In addition, the performance of the fault location algorithm based on the discrete wavelet transform is evaluated on the conventional transmission lines topologies and on multiterminal transmission lines. With the results obtained, the ability of this analysis technique to adapt to different network conditions is observed, unlike conventional algorithms that are limited to a certain network topology, limiting its application and performance.

# Agradecimientos

En primer lugar, agradezco a Dios por guiarme en esta etapa de mi vida y darme la oportunidad de concluir este trabajo.

A mis padres, **Leova García Alarcón y Porfirio Martínez Domínguez** quienes me han formado como persona y brindado todo su apoyo a pesar de las dificultades. A mis hermanas por sus consejos alentándome a seguir siempre adelante.

A mi asesor el **Dr. Rubén Tapia Olvera** por todo el apoyo y la confianza que me brindó durante la realización de este trabajo.

Un agradecimiento a mis profesores del colegio de potencia por sus enseñanzas, especialmente al **Dr. Mario Roberto Arrieta Paternina** por ser más que un profesor un gran amigo.

A mi novia **Gysela** por su comprensión y apoyo incondicional en todo momento.

Agradezco a mis amigos de maestría, en especial a **Francisco Alexander, Alejandro, Andrés y Arturo** por las experiencias compartidas durante estos dos años.

Finalmente, un agradecimiento especial a la UNAM por darme la oportunidad de pertenecer a esta casa de estudios y al CONACYT por el apoyo económico brindado.

# Índice General

RESUMEN.....	I
ABSTRACT .....	II
AGRADECIMIENTOS .....	III
ÍNDICE GENERAL .....	IV
ÍNDICE DE FIGURAS .....	VI
ÍNDICE DE TABLAS .....	VIII
<b>CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	3
1.3 ESTADO DEL ARTE.....	4
1.4 OBJETIVOS .....	7
1.4.1 <i>Objetivo general</i> .....	7
1.4.2 <i>Objetivos específicos</i> .....	7
1.5 ORGANIZACIÓN DE LA TESIS .....	8
<b>CAPÍTULO 2. ALGORITMOS CONVENCIONALES DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS .....</b>	<b>9</b>
2.1 INTRODUCCIÓN.....	9
2.2 ALGORITMOS DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS BASADOS EN IMPEDANCIA .....	9
2.3 MÉTODO DE REACTANCIA.....	11
2.4 MÉTODO DE TAKAGI.....	12
2.5 MÉTODO DE ERICKSON .....	14
2.6 EVALUACIÓN DE LOS ALGORITMOS DE REACTANCIA, TAKAGI Y ERICKSON .....	15
2.6.1 <i>Configuración de línea de transmisión radial</i> .....	16
2.6.2 <i>Configuración de línea de transmisión de doble circuito</i> .....	19
2.6.3 <i>Configuración de línea de transmisión en T</i> .....	23
<b>CAPÍTULO 3. TEORÍA BÁSICA DE WAVELETS.....</b>	<b>26</b>
3.1 INTRODUCCIÓN.....	26
3.2 CARACTERÍSTICAS.....	27
3.3 TRANSFORMADA WAVELET CONTINUA .....	29
3.4 TRANSFORMADA DISCRETA DE WAVELET .....	31
3.5 ALGORITMO DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS.....	35
3.5.1 <i>Concepto de onda viajera</i> .....	35
3.5.2 <i>Componentes Modales</i> .....	37
3.5.3 <i>Algoritmo de localización de fallas en líneas de transmisión de dos terminales</i> .....	39
3.5.4 <i>Algoritmo de localización de fallas en líneas de transmisión multiterminales</i> .....	46

<b>CAPÍTULO 4. LOCALIZACIÓN DE FALLAS MEDIANTE EL ALGORITMO BASADO EN LA DWT .....</b>	<b>51</b>
4.1 INTRODUCCIÓN.....	51
4.2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CONVENCIONALES.....	52
4.2.1 <i>Configuración de línea de transmisión radial</i> .....	52
4.2.2 <i>Configuración de línea de transmisión de doble circuito</i> .....	56
4.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN NO CONVENCIONALES.....	59
4.3.1 <i>Configuración de línea de transmisión en T</i> .....	59
4.3.2 <i>Configuración de línea de transmisión multiterminal</i> .....	63
 <b>CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS .....</b>	 <b>68</b>
5.1 CONCLUSIONES GENERALES.....	68
5.2 TRABAJOS FUTUROS.....	70
 <b>APÉNDICE A: CONFIGURACIÓN Y PARÁMETROS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN MULTITERMINAL.....</b>	 <b>71</b>
<b>REFERENCIAS .....</b>	<b>73</b>

# Índice de Figuras

<b>Figura 2.1 Diagrama de línea de transmisión de dos terminales</b> .....	10
<b>Figura 2.2 Efecto de reactancia de falla: a) impedancia inductiva, b) impedancia capacitiva</b> .....	12
<b>Figura 2.3 Teorema de superposición: a) red de falla, b) red de pre-falla, c) red de falla pura.</b> ...	13
<b>Figura 2.4 Línea de transmisión radial</b> .....	16
<b>Figura 2.5 Configuración de torre de la línea radial</b> .....	17
<b>Figura 2.6 Corriente de falla monofásica</b> .....	17
<b>Figura 2.7 Diagrama unifilar de línea de transmisión de doble circuito</b> .....	19
<b>Figura 2.8 Línea de transmisión de doble circuito</b> .....	20
<b>Figura 2.9 Configuración de torre de la línea de doble circuito</b> .....	21
<b>Figura 2.10 Línea de transmisión de configuración en T</b> .....	23
<b>Figura 2.11 Magnitud del fasor de corriente de falla monofásica</b> .....	24
<b>Figura 2.12 Porcentaje de error para falla monofásica</b> .....	25
<b>Figura 3.1 Plano tiempo-frecuencia para la WT</b> .....	29
<b>Figura 3.2 Familias de wavelets: Daubechies, Symlets y Coiflets</b> .....	31
<b>Figura 3.3 Árbol de descomposición</b> .....	32
<b>Figura 3.4 Algoritmo multi-resolución</b> .....	33
<b>Figura 3.5 Análisis multi-resolución para una señal con alto contenido armónico: a) análisis con bd4, b) análisis con sym4</b> .....	34
<b>Figura 3.6 Transitorios de alta frecuencia en las señales de corrientes de falla monofásica</b> .....	35
<b>Figura 3.7 Diagrama de Lattice</b> .....	36
<b>Figura 3.8 Transformación modal (falla monofásica): a) corrientes, b) componentes modales</b> ...	38
<b>Figura 3.9 Transformación modal (falla trifásica): a) corrientes, b) componentes modales</b> .....	39
<b>Figura 3.10 Detección de los tiempos de arribo de frente de onda</b> .....	41
<b>Figura 3.11 Perfil de energía del coeficiente de detalle y diagrama de Lattice (falla en la primera mitad de la línea)</b> .....	42
<b>Figura 3.12 Perfil de energía del coeficiente de detalle y diagrama de Lattice (falla en la segunda mitad de la línea)</b> .....	43
<b>Figura 3.13 Diagrama de flujo de localización de fallas en líneas de transmisión de dos terminales con medición en un extremo</b> .....	45
<b>Figura 3.14 Configuración de línea de transmisión multiterminal</b> .....	46
<b>Figura 3.15 Diagrama de localización de la sección de falla</b> .....	47
<b>Figura 3.16 Diagrama de flujo del algoritmo multiterminal</b> .....	49
<b>Figura 4.1 Línea de transmisión radial</b> .....	52
<b>Figura 4.2 Frentes de onda de falla ABC, ABG y AG a 0.4 pu de distancia</b> .....	54
<b>Figura 4.3 Porcentaje de error en la ubicación de la falla para la línea de transmisión radial: a) falla monofásica, b) falla trifásica</b> .....	55

<i>Figura 4.4 Porcentaje de error en la línea de transmisión radial mediante el método de Takagi y el método basado en la DWT</i> .....	55
<i>Figura 4.5 Línea de transmisión de doble circuito</i> .....	56
<i>Figura 4.6 Porcentaje de error en la ubicación de la falla para la línea de transmisión de doble circuito: a) falla monofásica, b) falla trifásica</i> .....	57
<i>Figura 4.7 Porcentaje de error en la línea de transmisión de doble circuito mediante el método de Takagi y el método basado en la DWT</i> .....	58
<i>Figura 4.8 Línea de transmisión de configuración en T</i> .....	60
<i>Figura 4.9 Porcentaje de error en la línea principal de la línea de configuración en T</i> .....	63
<i>Figura 4.10 Porcentaje de error en la sección <math>P_3</math>-<math>P_5</math> de la línea de transmisión multiterminal</i> .....	66
<i>Figura 4.11 Porcentaje de error en la sección <math>P_3</math>-<math>P_5</math> de la línea de transmisión multiterminal con distintos ángulos de inicio de falla</i> .....	67
<i>Figura A.1 Línea de transmisión multiterminal</i> .....	71

# Índice de Tablas

<i>Tabla 2.1 Definición de <math>V_G</math>, <math>I_G</math> y <math>\Delta I_G</math> para diferentes tipos de falla</i> .....	11
<i>Tabla 2.2 Datos de conductores de la línea radial</i> .....	16
<i>Tabla 2.3 Porcentaje de error de los métodos de Reactancia, Takagi y Erickson</i> .....	18
<i>Tabla 2.4 Datos de conductores de la línea de doble circuito</i> .....	21
<i>Tabla 2.5 Porcentaje de error de los métodos de Reactancia, Takagi y Erickson</i> .....	22
<i>Tabla 4.1 Porcentaje de error de la localización de fallas en la línea de transmisión radial</i> .....	53
<i>Tabla 4.2 Porcentaje de error en la ubicación de la falla en la línea de doble circuito</i> .....	57
<i>Tabla 4.3 Resultados de localización de fallas en la línea de configuración en T</i> .....	61
<i>Tabla 4. 4 Tiempos de viaje de onda</i> .....	61
<i>Tabla 4.5 Resultados de localización de fallas en la línea de transmisión multiterminal</i> .....	64
<i>Tabla A.1 Datos de fuentes de la línea de transmisión multiterminal</i> .....	72
<i>Tabla A.2 Parámetros de la línea de transmisión multiterminal</i> .....	72
<i>Tabla A.3 Distancias de las secciones de línea en (km)</i> .....	72

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1 Antecedentes

Los sistemas eléctricos de potencia están conformados por un conjunto de elementos que tiene por finalidad generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica hacia las zonas de consumo con la mayor confiabilidad, seguridad y calidad posible. Debido a su tamaño y complejidad, estos sistemas siempre están expuestos a la posibilidad que se presente algún tipo de falla en sus componentes, donde el elemento fallado debe aislarse del resto del sistema de forma rápida y precisa, mejorando la confiabilidad del servicio [1]. La protección del sistema ha evolucionado a lo largo de los años, desde dispositivos con flexibilidad limitada (fusibles), hasta dispositivos modernos que son más selectivos en la detección y operación (relevadores digitales), por lo que requieren mayor análisis para su aplicación [2]. Las fallas eléctricas en las líneas de transmisión y distribución son detectadas y aisladas por los dispositivos de protección del sistema, mediante relevadores que hacen uso de la información de las variables registradas (corrientes y voltajes) para generar señales de disparo a interruptores. Una vez que se libera la falla, los tiempos de interrupción pueden reducirse si la ubicación de la falla se puede determinar de manera precisa [3]. La detección y localización de fallas son de suma importancia para la estabilidad del sistema, puesto que una interrupción prolongada de una línea de transmisión durante un periodo de carga máxima puede ocasionar grandes problemas, además, de pérdidas económicas. Por lo tanto, el estudio y análisis de métodos para la localización de fallas en líneas de transmisión es esencial, debido al impacto de las fallas en las líneas de transmisión en los sistemas eléctricos de potencia y al tiempo requerido para verificar físicamente la ubicación de la falla.

Existen diversos métodos de localización de fallas en líneas de transmisión entre los cuales se encuentra aquellos que se basan en la medición de impedancia de la línea, como los desarrollados por Sant, Takagi y Erickson [4-6]. Estos algoritmos de localización convencionales se adoptaron por

su fácil aplicación sin requerir canales de comunicación, presentan buena precisión para topologías de redes eléctricas convencionales y cargas típicas. El término convencionales se refiere a líneas de transmisión de dos terminales.

Sin embargo, en la actualidad los sistemas eléctricos de potencia están en un constante cambio con respecto a la demanda de energía eléctrica por el crecimiento de la población, cargas conectadas y nuevas formas de generación basada en energías renovables [7]. De acuerdo con el Rethinking Energy IRENA [8], las energías renovables a nivel mundial se encuentran avanzando a un ritmo acelerado y se espera que para el año 2030 representen un 36 % aproximadamente de la generación total. Estas condiciones generan que la red adquiera una estructura más compleja (líneas de transmisión multiterminales) que dificulta la toma de decisiones de los equipos de protección para mantener el sistema operando de manera confiable. Para atender las nuevas condiciones del sistema es evidente la necesidad del estudio y análisis de nuevas estrategias de protección y localización, así como el uso de dispositivos sofisticados de monitoreo y sistemas de comunicación. Las tendencias apuntan al uso de técnicas mediante el procesamiento de señales, redes neuronales y en general técnicas que no dependan de los parámetros del sistema [9-10].

Se han desarrollado algunos métodos de localización para líneas de transmisión radial, doble circuito y líneas de tres terminales, los cuales consideran la integración de generación eólica y fotovoltaica. Estos métodos hacen uso de diferentes técnicas como redes neuronales, análisis mediante la transformada de wavelet, así como el uso de unidades de medición fasorial (PMUs, por sus siglas en inglés para Phasor Measurement Units) sincronizadas de corrientes y voltajes [11,12,13,14]. En general estos métodos propuestos están definidos para diferentes condiciones de la red, por lo que si alguna de las condiciones cambia los algoritmos tendrían que reajustarse para alcanzar su correcto funcionamiento. Recientemente se han propuesto algoritmos para líneas de transmisión multiterminales como respuesta a los cambios que presenta el sistema de transmisión. Estos algoritmos analizan la corriente o voltaje, mediante la Transformada de Gabor, Transformada-S (Stockwell Transform del inglés) y Transformada Wavelet, para detectar y determinar la ubicación de la falla basado en el concepto de ondas viajeras [15,16,17]. Los métodos de onda viajera han tomado gran relevancia a medida que se desarrollan tecnologías como dispositivos de adquisición de datos de alta velocidad, así como sistemas de comunicación, debido a la rapidez y precisión con la que pueden detectar y localizar fallas.

Como se observa la detección y localización de fallas se ha ido desarrollado por diversos métodos, mediante los cuales se busca mejorar el desempeño en términos de tiempos de detección, selectividad y precisión en la localización de fallas para ayudar a mantener la estabilidad del sistema de potencia.

## 1.2 Planteamiento del problema

Las líneas de transmisión están expuestas a fallas eléctricas que se manifiestan en algunos casos en daños mecánicos que deben de repararse antes de poner la línea nuevamente en servicio. La localización de fallas en la mayoría de los casos es difícil de determinar de forma directa, debido a que las líneas de transmisión pasan por zonas de difícil acceso además de las grandes distancias que recorren. Cuando ocurre una falla, el sistema de protección y control toma acciones que prevén daños al sistema llevándolo a una nueva condición en estado estable en el menor tiempo posible. De esta forma el tiempo de reparación y puesta en servicio es vital para la operación del sistema, por lo que una ubicación precisa de la falla puede acelerar el proceso de restauración mejorando la confiabilidad del sistema [18].

La integración de generación proveniente de fuentes no convencionales y de manera particular de sistemas eólicos, fotovoltaicos y sistemas de almacenamiento de energía, ha dado lugar a que las topologías de las líneas de transmisión pasen de ser únicamente líneas de dos terminales (líneas de transmisión convencionales) a líneas de transmisión de múltiples terminales [18]. Sin embargo, la configuración de tales líneas presenta dificultades y nuevos desafíos en cuanto a la protección del sistema, en particular en el área de localización de fallas. Estas topologías de líneas de transmisión demandan el estudio y análisis de métodos de localización de fallas capaces de funcionar de manera óptima ante estas condiciones de operación. En estos casos, se tiene inyección o absorción de corriente desde otras terminales en derivación con diferentes longitudes de líneas [12]. De esta manera, los algoritmos convencionales pueden verse afectados debido a las suposiciones hechas sobre el comportamiento y estructura del sistema, limitando su alcance a solo algunas topologías de redes eléctricas. En consecuencia, los errores que se observan en la estimación de la distancia de falla pueden ser grandes, lo que afecta el tiempo de restauración del sistema y, en general pérdidas económicas.

### 1.3 Estado del arte

Desde el punto de vista económico y de confiabilidad del sistema eléctrico de potencia, la importancia de la ubicación de fallas en líneas de transmisión es primordial [19]. Puesto que son enlaces vitales que mantienen la continuidad del suministro de energía desde la generación hasta los centros de consumo. La localización de fallas en líneas de transmisión puede acelerar la restauración del sistema, reducir el tiempo de interrupción y por ende mejorar la confiabilidad del sistema. Sin embargo, las redes eléctricas de transmisión adquieren una mayor complejidad debido al incremento de cargas cada vez más sensibles y al aumento de fuentes de generación renovables. En consecuencia, existe la tendencia hacia las líneas de transmisión multiterminales [18]. No obstante, la localización de fallas en estas topologías genera serios problemas a los algoritmos existentes de localización de fallas de una o dos terminales, puesto que no pueden determinar en qué sección de la línea se ubica la falla. Estos problemas se derivan de la contribución de corriente de múltiples fuentes a la falla y a las diferentes longitudes de las líneas en derivación [20]. De esta manera, el desarrollo de técnicas de localización de fallas confiables y precisas para tales topologías de líneas de transmisión es un área de investigación relevante.

Se han desarrollado varios métodos de localización de fallas para líneas de transmisión multiterminal, junto con el desarrollo de tecnologías relacionadas con el procesamiento de datos y comunicaciones inalámbricas [15]. Estos métodos de localización de fallas se pueden clasificar en tres categorías principales: métodos basados en impedancia [14,18-21], métodos basados en inteligencia artificial [11,22] y métodos basados en ondas viajeras [15-17,23,24]. Los métodos basados en la medición de impedancia utilizan las mediciones de corrientes y voltajes en todas las terminales. En [18] se utilizan unidades de medición fasorial sincronizadas, por medio de los cuales se propone un modelo de localización de fallas que se basa en los desbalances de corriente nodal como un indicador de la línea fallada, posteriormente identifica la distancia de falla exacta. Tal como el anterior, en [19] se utilizan unidades de medición fasorial sincronizadas, el método propuesto realiza una solución analítica de las ecuaciones de la red y la técnica que desarrollan se basa en la localización de fallas de dos terminales. En [20], se utilizan sincrofasores de voltaje y corriente durante los periodos de prefalla y posfalla, mediante las componentes de secuencia positiva se calcula las impedancias de las fuentes en el momento que se presenta una falla. Por medio de los valores de impedancia y los parámetros de la línea de transmisión se calcula la matriz de impedancia

del sistema  $Z_{bus}$ , posteriormente se determina la sección y ubicación de la falla mediante un algoritmo iterativo que utiliza las propiedades de la matriz  $Z_{bus}$ . De igual manera en [21], se localiza la falla en función de los fasores de voltajes y corrientes. Además, se realizaron modelos matemáticos precisos para las líneas de transmisión, cargas y transformadores a fin de mejorar la precisión en la localización. De este modo, la aplicación de métodos basados en impedancia presenta ciertas ventajas económicas, por el hecho de que solo requieran datos de medición. Sin embargo, estos métodos tienen algunas desventajas, por ejemplo, que dependen de las características de la línea de transmisión, las cuales se ven afectadas por el valor de la resistencia de falla [25].

Por otra parte, se han implementado algunos métodos de localización de fallas mediante técnicas de inteligencia artificial. Estos métodos deben de ser entrenados para tener la capacidad de responder a determinadas condiciones del sistema [25]. Por ejemplo, en [11] se presenta un método basado en la técnica de máquina de soporte vectorial (SVM por sus siglas en inglés). En primera instancia, con SVM se predice la posición aproximada de la falla en base a los componentes fundamentales de voltajes y corrientes medidas. Posteriormente, se ubica la falla con mayor precisión por medio del análisis de las características de alta frecuencia de voltajes y corrientes transitorias, como la magnitud y las componentes armónicas presentes durante una falla. En [22] se propone un método que emplea las frecuencias de onda viajera y la técnica de máquina de aprendizaje extremo. Para predecir la ubicación de la falla se analizan las frecuencias de la onda viajera en las mediciones de corriente utilizando la transformada rápida de Fourier. Las características de regresión de la técnica de aprendizaje extremo se utilizaron para mejorar la precisión en la ubicación de la falla.

Por otro lado, los métodos basados en la teoría de ondas viajeras consisten en la medición del tiempo que toma el frente de onda en propagarse desde el punto de la línea donde se presenta una falla hasta el punto de medición en los extremos de la línea. Si se conoce la velocidad con la que viaja la onda, entonces es posible determinar la distancia recorrida por el frente de onda [26]. En este trabajo se emplea un método de localización de fallas basado en el análisis de las ondas viajeras mediante la transformada discreta de wavelet. Este algoritmo se fundamenta principalmente en las investigaciones descritas a continuación.

En [15] se propone un método de localización de fallas en líneas de transmisión multiterminales por medio del análisis de las corrientes medidas por dispositivos instalados en el punto medio de cada rama. El análisis utiliza la transformada discreta de wavelet junto con la wavelet madre daubechies-4 para obtener el tiempo de arribo de la primera onda registrada en los dispositivos de medición. En primer lugar, se determina la sección donde se encuentra la falla, posteriormente se ubica el punto de falla por medio de la diferencia entre tiempos de viaje de la onda registrados en las terminales adyacentes a la sección de falla. Los algoritmos de localización en [16, 23] son similares al propuesto en [15], a diferencia de que utilizan la transformada-S para obtener de las mediciones de voltaje sincronizadas en cada extremo, el tiempo de arribo de la primera onda registrada en los dispositivos de medición. La determinación de la sección de falla y del punto de ubicación exacto se realiza por medio de un árbol de decisión para líneas de transmisión multiterminal. La decisión se basa en una regla que compara el tiempo de viaje de la onda medido con el tiempo de viaje real para que la onda se desplace a lo largo de una sección particular de la línea de transmisión. Al conocer la sección fallada, se pueden usar los dos tiempos de arribo adyacentes a la sección fallada para estimar la ubicación de la falla. En [17] se utiliza un método de localización mediante la transformada de Gabor para obtener de las mediciones de voltaje sincronizadas en cada extremo de la línea, el tiempo de arribo de la primera onda registrada en los dispositivos de medición. La ubicación de la falla se realiza de manera similar a [16], por medio de un árbol de decisión comparando los tiempos de viaje de las ondas.

En [27] se desarrolla un algoritmo de localización para sistemas de transmisión multiterminales híbridos que constan de una línea aérea en tierra y varios cables submarinos que conectan a parques eólicos. Se utiliza la transformada discreta de wavelet para analizar la componente modal  $V_\alpha$  de los voltajes sincronizados medidos en los extremos receptores de la línea y determinar los tiempos de arribo de la primera onda en cada terminal. El algoritmo identifica el segmento fallado mediante las diferencias entre los tiempos de arribo en todos los terminales y calcula la ubicación de la falla por medio del método de mínimos cuadrados ponderados utilizando los tiempos de arribo de las ondas viajeras.

Con base en la revisión de la literatura de los métodos de localización de fallas en líneas de transmisión, se observa que existen diferentes técnicas las cuales presentan ciertas ventajas y desventajas relacionadas con el costo de implementación, la carga computacional y la mínima información necesaria para la localización de fallas. Otra cuestión importante es la capacidad que

presentan los métodos para adaptarse ante los cambios de topologías de líneas de transmisión. En este sentido, los métodos basados en onda viajera parecen tener ventajas sobre las demás técnicas.

## 1.4 Objetivos

### 1.4.1 Objetivo general

Implementar un algoritmo de localización de fallas basado en onda viajera mediante el análisis con la Transformada Discreta de Wavelet en líneas de transmisión convencionales y líneas con nuevas topologías en sistemas eléctricos de potencia donde los algoritmos convencionales pueden ser poco confiables.

### 1.4.2 Objetivos específicos

- ✚ Estudiar las topologías de líneas de transmisión convencionales radial y doble circuito.
- ✚ Implementar algoritmos de localización de fallas convencionales como los son Reactancia, Takagi y Erickson, con la finalidad de observar su desempeño y los retos que enfrentan ante el crecimiento de las redes eléctricas.
- ✚ Analizar e implementar un algoritmo de localización de fallas basado en onda viajera mediante la transformada discreta de wavelet y evaluar su desempeño a través de la precisión en la localización de fallas en diferentes topologías de redes convencionales establecidas.
- ✚ Evaluar el desempeño del algoritmo basado en onda viajera mediante la precisión de la localización de la falla en un sistema de línea de transmisión multiterminal.

## 1.5 Organización de la tesis

Este trabajo está organizado de la siguiente manera: en el capítulo 2, se presentan los fundamentos de tres algoritmos convencionales de localización de fallas como lo son el de Reactancia, Takagi y Erickson, con la finalidad de comprender el concepto de localización de fallas. Asimismo, estos algoritmos se evalúan mediante su desempeño en la precisión de la distancia de falla estimada en topologías de líneas de transmisión radial, doble circuito y configuración en T, exponiendo los alcances y limitaciones que presentan ante los cambios de configuración.

En el capítulo 3 se presentan los conceptos fundamentales de la transformada wavelet en el estudio de señales transitorias. Particularmente se enfoca en la transformada discreta de wavelet haciendo énfasis en el análisis multi-resolución de descomposición de señales. Por medio de este análisis se obtiene información en el tiempo fundamental para la ubicación de fallas. De esta manera se presenta el algoritmo de localización para líneas de transmisión de dos terminales y líneas multiterminal basado en la transformada discreta de wavelet.

En el capítulo 4, se muestran los casos de estudio mediante los cuales se evalúa el desempeño del algoritmo de localización. Las líneas de transmisión consideradas en los casos de estudio son: línea de transmisión radial, línea de doble circuito, línea de configuración en T y línea multiterminal. En cada una de estas configuraciones se realizan casos de estudio con fallas monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y trifásicas, con diferentes valores de resistencia y ángulo de inicio de falla. El algoritmo de localización se evalúa en cada una de estas condiciones tal como lo muestran los resultados.

Finalmente, en el capítulo 5 se presentan las conclusiones generales de este trabajo a partir de los resultados obtenidos, así como los trabajos futuros que podrían realizarse en la mejora de estas bases.

# Capítulo 2

## Algoritmos convencionales de localización de fallas

### 2.1 Introducción

Entre los diferentes algoritmos de localización de fallas para líneas de transmisión se han desarrollado algunos que se basan en la estimación de la impedancia de la línea entre el relevador y la ubicación del punto de cortocircuito, como lo son el de Reactancia, Takagi y Erickson. Estos métodos utilizan las mediciones de voltajes y corrientes obtenidas por un relevador en un solo extremo de la línea para determinar la ubicación de la falla [1]. La distancia estimada es afectada por diversas condiciones, principalmente por la magnitud de la corriente de falla del extremo opuesto que se desconoce, la resistencia de falla, cambios topológicos en la red, la diferencia de ángulo de las impedancias equivalentes entre ambos extremos de la línea, el acoplamiento mutuo en líneas paralelas y la no transposición de las líneas, por mencionar algunas. En las siguientes secciones se abordan estos aspectos

### 2.2 Algoritmos de localización de fallas basados en impedancia

Los métodos de localización con medición en un extremo se fundamentan en la ecuación de línea corta para líneas de transmisión [1]. La Figura 2.1 muestra el diagrama unifilar de una línea de transmisión con una impedancia total de secuencia positiva  $Z_{L1}$ , conectada entre dos sistemas eléctricos de potencia representados por su equivalente de Thévenin, donde  $E_G, E_H$  y  $Z_G, Z_H$  representan la tensión y la impedancia equivalente, respectivamente para cada extremo de la línea.

Cuando se presenta una falla con resistencia  $R_F$  a una distancia  $d$  (pu) desde el extremo  $G$ , la corriente de falla total  $I_F$  será la suma de  $I_G$  más  $I_H$ .

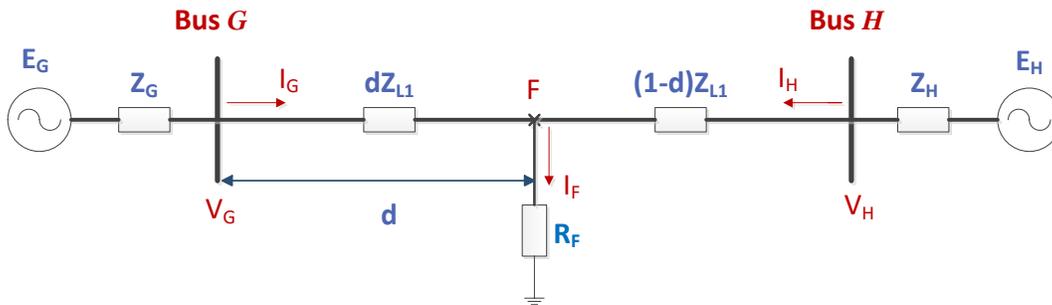


Figura 2.1 Diagrama de línea de transmisión de dos terminales

Si se cuenta con los fasores de voltaje y corriente  $V_G$  e  $I_G$  del terminal  $G$  durante la falla y empleando las leyes de Kirchoff, la diferencia de potencial en  $G$  se puede expresar como [3]:

$$V_G = dZ_{L1}I_G + R_F I_F \quad (2.1)$$

La impedancia a la falla desde el nodo  $G$  es  $dZ_{L1}$ , donde la distancia  $d$  al punto de falla normalizada con respecto a la longitud de la línea toma valores entre 0 y 1. Dividiendo (2.1) entre  $I_G$  la impedancia aparente  $Z_{ap}$  se puede expresar como:

$$Z_{ap} = \frac{V_G}{I_G} = dZ_{L1} + R_F \left( \frac{I_F}{I_G} \right) \quad (2.2)$$

El voltaje  $V_G$  y la corriente  $I_G$  dependen del tipo de falla y se definen en la Tabla 2.1 [3]. De (2.2), se observa que se tienen tres incógnitas,  $d$ ,  $R_F$  e  $I_F$ , los métodos de Reactancia, Takagi y Erickson difieren de acuerdo a las consideraciones que realizan para eliminar  $R_F$  e  $I_F$  de (2.2) [1].

**Tabla 2.1 Definición de  $V_G$ ,  $I_G$  y  $\Delta I_G$  para diferentes tipos de falla**

Tipo de falla	$V_G$	$I_G$	$\Delta I_G$
A-G	Vaf	Iaf+kI <sub>G0</sub>	Iaf-Iap
B-G	Vbf	Ibf+kI <sub>G0</sub>	Ibf-Ibp
C-G	Vcf	Icf+kI <sub>G0</sub>	Icf-Icp
AB, AB-G, ABC	Vaf-Vbf	Iaf-Ibf	(Iaf-Iap) - (Ibf-Ibp)
BC, BC-G, ABC	Vbf-Vcf	Ibf-Icf	(Ibf-Ibp) - (Icf-Icp)
CA, CA-G, ABC	Vcf-Vaf	Icf-Iaf	(Icf-Icp) - (Iaf-Iap)
$K = (Z_{L0} / Z_{L1}) - 1$			

### 2.3 Método de Reactancia

El método de reactancia [4], supone que la impedancia de falla es puramente resistiva, además de considerar que las corrientes  $I_F$  e  $I_G$  tienen el mismo ángulo de fase. Por lo tanto, si se toma únicamente los componentes imaginarios de (2.2), la distancia estimada al punto de falla se determina mediante:

$$d = \frac{\text{imag} \left( \frac{V_G}{I_G} \right)}{\text{imag} (Z_{L1})} \tag{2.3}$$

La precisión de la distancia estimada se ve afectada cuando el ángulo de fase entre  $I_F$  e  $I_G$  no son iguales, que en la realidad así es como se presentan. Si el sistema no es homogéneo las corrientes  $I_G$  e  $I_H$  no tiene el mismo ángulo de fase, por lo que el ángulo de  $I_F$  tampoco será igual al de  $I_G$ . De esta manera, se tendrá un error en la estimación de la distancia de falla, puesto que el termino  $R_F (I_F / I_G)$  representara un número complejo. En otras palabras, se tiene una reactancia adicional a la falla que no se está considerando lo cual se le conoce como efecto de reactancia [1].

La componente reactiva adicional a la falla puede ser inductiva o capacitiva dependiendo del ángulo de  $I_F / I_G$  [3]. Si el ángulo es mayor a cero se tendrá una reactancia inductiva, por lo que la impedancia aparente  $Z_{ap}$  vista desde el punto de medición aumenta. En consecuencia, se sobreestimaré la distancia al punto de falla como se muestra en la Figura 2.2a). Por el contrario, si el ángulo es menor a cero se tendrá una reactancia capacitiva, por lo que la impedancia aparente  $Z_{ap}$  disminuye. En este caso se subestimaré la distancia al punto de falla como se muestra en la Figura 2.2b).

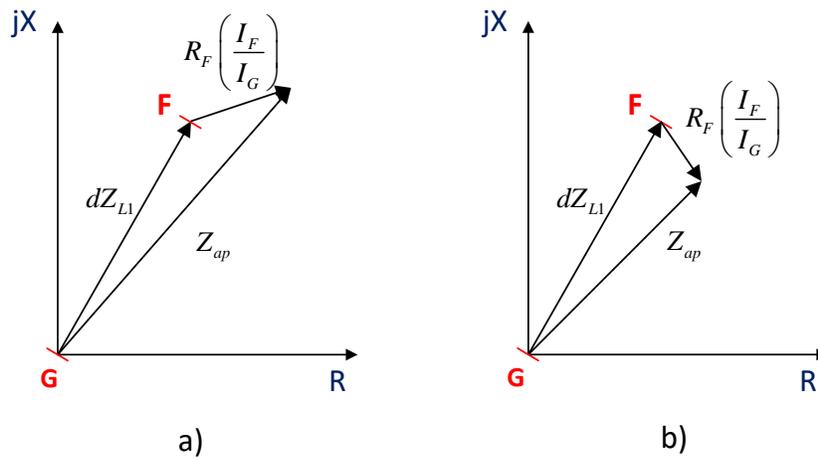


Figura 2.2 Efecto de reactancia de falla: a) impedancia inductiva, b) impedancia capacitiva

## 2.4 Método de Takagi

El método de Takagi emplea el principio de superposición [5], donde la red durante una falla (Figura 2.3a) se descompone en una red de prefalla (Figura 2.3b) y en una de “falla pura” (Figura 2.3c). En la red de falla pura todas las fuentes de voltaje están cortocircuitadas y se inserta una fuente de voltaje  $V_{Fpre}$  en el punto de falla. Mediante la regla de división de corriente en la red de falla pura se obtiene la corriente de falla  $I_F$ , de tal manera que:

$$I_F = \left( \frac{Z_{G1} + Z_{L1} + Z_{H1}}{(1-d)Z_{L1} + Z_{H1}} \right) \Delta I_G \quad (2.4)$$

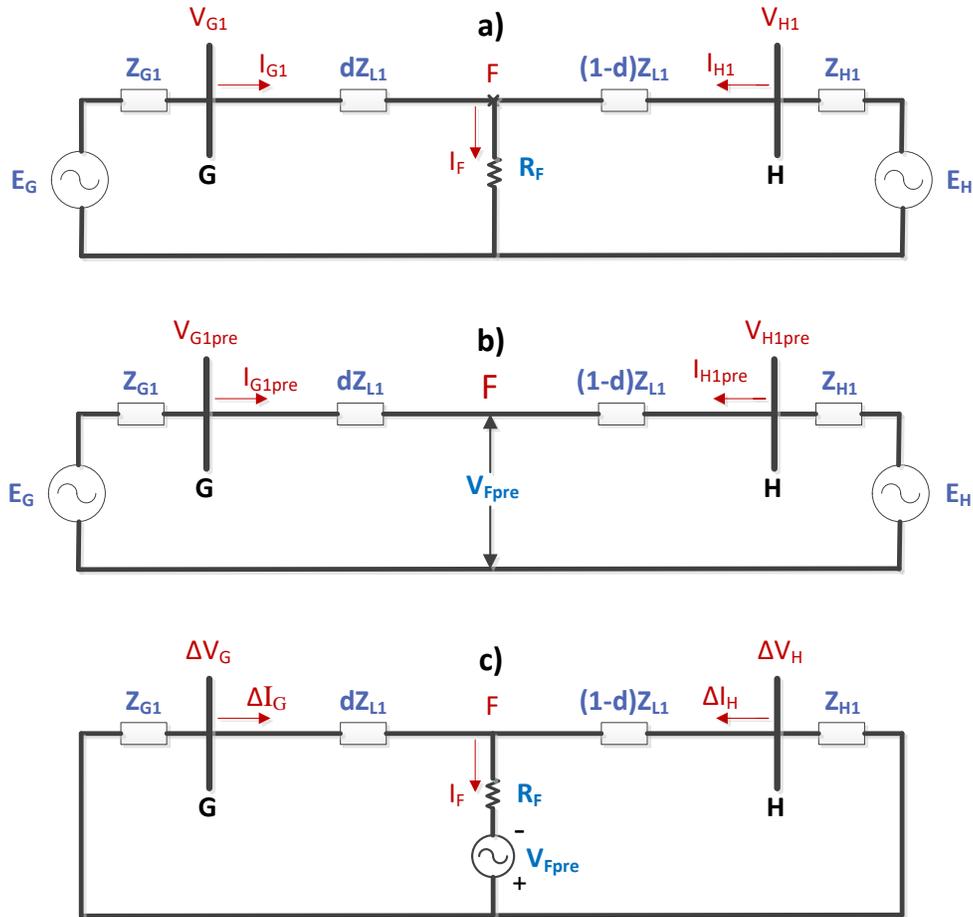


Figura 2.3 Teorema de superposición: a) red de falla, b) red de pre-falla, c) red de falla pura.

Además (2.4) se puede expresar de la siguiente forma:

$$I_F = \frac{1}{|d_s| \angle \beta} * \Delta I_G \quad (2.5)$$

Donde el factor de distribución de corriente  $d_s$ , depende de la impedancia de la línea  $Z_{L1}$ , así como de la impedancia de las fuentes  $Z_G$  y  $Z_H$ . Sustituyendo (2.5) en (2.1) y multiplicando ambos lados por el conjugado complejo de  $\Delta I_G$ , se obtiene:

$$V_G \Delta I_G^* = dZ_{L1} I_G \Delta I_G^* + R_F \left( \frac{1}{d_s} \right) \quad (2.6)$$

Donde  $V_G$ ,  $I_G$  y  $\Delta I_G$  depende del tipo de falla como se define en la Tabla 2.1. Además, el factor  $\Delta I_G$  requiere de la corriente de prefalla  $I_{Gp}$  medida desde el terminal local  $G$ . El método de Takagi considera que la red es homogénea, por lo que el ángulo de las impedancias de las fuentes es igual al ángulo de la impedancia de la línea [28]. De modo que  $d_s$  será un número real y al considerar únicamente las componentes imaginarias de (2.6), la distancia al punto de falla se obtiene:

$$d = \frac{\text{imag}(V_G \Delta I_G^*)}{\text{imag}(Z_{L1} I_G \Delta I_G^*)} \quad (2.7)$$

De esta manera el método de Takagi elimina la corriente de carga de la corriente de falla total  $I_F$  [1], con lo que se obtiene un mejor rendimiento que el método de reactancia. Sin embargo, si la red no es homogénea lo cual quiere decir que los ángulos de las impedancias de las fuentes como de la línea no son iguales, se tendrá un error de reactancia en la estimación de la distancia de falla.

## 2.5 Método de Erickson

El método de Erickson [6], utiliza los parámetros de impedancia de las fuentes tanto del extremo local como del extremo remoto. Sin embargo, utilizar los valores de impedancia de la fuente del extremo remoto genera una fuente de error debido a que los valores de impedancia cambian en el tiempo dadas las diferentes topologías que pueden presentarse en el sistema de potencia. Para estimar la distancia al punto de falla se sustituye (2.4) en (2.1) y se obtiene:

$$V_G = dZ_{L1}I_G + R_F \left( \frac{Z_{G1} + Z_{L1} + Z_{H1}}{(1-d)Z_{L1} + Z_{H1}} \right) \Delta I_G \quad (2.8)$$

Simplificando se obtiene la siguiente expresión cuadrática [29]:

$$d^2 - k_1 d + k_2 - k_3 R_F = 0 \quad (2.9)$$

Donde las constantes  $k_1$ ,  $k_2$  y  $k_3$ , se definen como:

$$k_1 = a + jb = 1 + \frac{Z_{H1}}{Z_{L1}} + \left( \frac{V_G}{Z_{L1} I_G} \right)$$

$$k_2 = c + jd = \frac{V_G}{Z_{L1} I_G} \left( 1 + \frac{Z_{H1}}{Z_{L1}} \right)$$

$$k_3 = e + jf = \frac{\Delta I_G}{Z_{L1} I_G} \left( 1 + \frac{Z_{G1} + Z_{H1}}{Z_{L1}} \right)$$

Separando las partes real e imaginaria, la estimación de la distancia de falla se obtiene mediante:

$$d = \frac{\left( a - \frac{eb}{f} \right) \pm \sqrt{\left( a - \frac{eb}{f} \right)^2 - 4 \left( c - \frac{ed}{f} \right)}}{2} \quad (2.10)$$

Donde  $d$  puede tomar dos posibles valores, el valor correcto estará entre 0 y 1.

## 2.6 Evaluación de los algoritmos de Reactancia, Takagi y Erickson.

Para evaluar el desempeño de los algoritmos convencionales mediante la estimación de la distancia de falla se presentan los sistemas de prueba de línea de transmisión radial, doble circuito y configuración en T. Estos sistemas de transmisión se implementan en la plataforma PSCAD/EMTDC, donde se obtienen las mediciones de corriente y voltaje de diferentes tipos de fallas. Se consideran fallas monofásicas, bifásica, bifásicas a tierra y trifásica con distintos valores de resistencia de falla de 5, 10, 20 y 50  $\Omega$ . Estas fallas se realizan en intervalos de 0.1 pu (20 km) de distancia sobre la línea de transmisión. Al implementar los algoritmos el error resultante en la estimación de la distancia de falla se determina de la siguiente manera:

$$\% \text{Error} = \frac{|d_{\text{actual}} - d_{\text{estimada}}|}{d_L} * 100 \quad (2.11)$$

Donde  $d_{actual}$  es la distancia real donde ocurre la falla;  $d_{estimada}$  es la distancia estimada por el algoritmo de localización y  $d_L$  es la distancia total de la línea.

### 2.6.1 Configuración de línea de transmisión radial

La Figura 2.4 muestra el diagrama unifilar de la línea de transmisión trifásica de 230 kV y 200 km de longitud de dos conductores por fase, conectada entre dos sistemas eléctricos de potencia representados por su equivalente de Thévenin, donde la resistencia y la inductancia en el extremo G son 1.31  $\Omega$  y 39.78 mH, respectivamente, mientras que en el extremo H son 2.62  $\Omega$  y 79.57 mH. Es importante destacar que el símbolo que se encuentra dentro del recuadro con línea punteada en la Figura 2.4, se utiliza para representar la ubicación donde se realizan las mediciones de corrientes y voltajes. Esto se aplica para todas las topologías de líneas de transmisión.

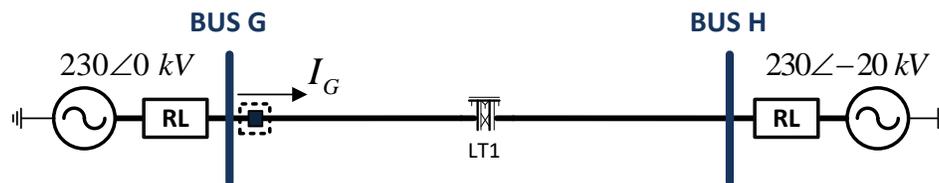
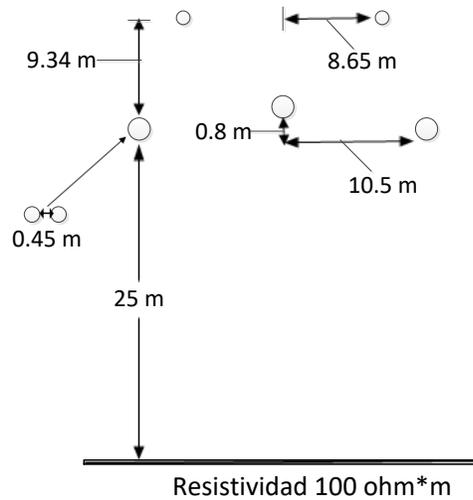


Figura 2.4 Línea de transmisión radial

La Tabla 2.2 muestra los parámetros de la línea de transmisión, la cual proporciona los datos necesarios para la simulación como el radio externo y la resistencia de corriente directa del conductor utilizado ACSR-1113KCM (cable de aluminio, acero reforzado). Asimismo, proporciona los datos de los hilos de guarda y la resistividad del terreno. La Figura 2.5 presenta la configuración de la torre para un circuito en arreglo horizontal de la línea de transmisión, la separación entre fases es de 10.5 m y entre conductores por fase es de 0.45 m.

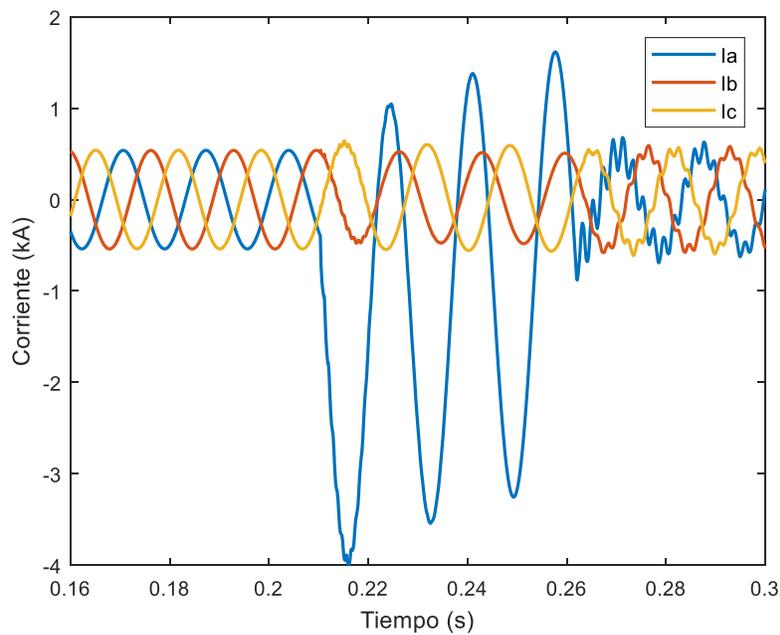
Tabla 2.2 Datos de conductores de la línea radial

Conductores		Hilos de Guarda
Radio externo	1.59 cm	0.39 cm
Resistencia DC	0.0513 $\Omega$ /km	2.22 $\Omega$ /km
Resistividad del terreno	100 $\Omega$ *m	



**Figura 2.5 Configuración de torre de la línea radial**

La Figura 2.6 muestra la señal de corriente con una frecuencia de muestreo de 20 kHz, cuando se presenta una falla monofásica en  $t=0.21$  s en la línea de transmisión a 100 km del bus G, con una duración de 0.05 s. La corriente pico en estado estable del sistema es de 540 A. En el instante que se presenta la falla la corriente se incrementa y alcanza un valor pico máximo de 4 kA. Al obtener los fasores de voltajes y corrientes medidos en el extremo G, estos se utilizan como entradas para los algoritmos de localización.



**Figura 2.6 Corriente de falla monofásica**

Los resultados que se obtienen de la implementación de los algoritmos de localización se muestran en la Tabla 2.3, en la cual se observan diferentes tipos de falla con distintos valores de resistencia, así como el porcentaje de error para cada método de localización. Al aumentar la resistencia y la distancia de falla el error se incrementa. Tal es el caso de la falla monofásica con resistencia de 0.01  $\Omega$  ubicada a una distancia de 0.2 pu (20 km) de la línea de transmisión, el error es de 0.22 % (0.440 km). Por el contrario, al aumentar la resistencia de falla a 20  $\Omega$  y la distancia a 0.8 pu (160 km) el error se incrementa a 3.32 % (6.640 km) para el método de Reactancia. Estas condiciones se presentan para todos los tipos de falla y métodos de localización, como se muestra en la Tabla 2.3.

**Tabla 2.3 Porcentaje de error de los métodos de Reactancia, Takagi y Erickson**

Método de localización	Tipo de Falla	R <sub>F</sub> (ohm)	Ubicación de la falla (pu)	Estimación de la distancia de falla (pu)	% error
Reactancia	a-g	0.01	0.2	0.1978	0.22
	ab	20	0.3	0.3494	4.95
	ab-g	50	0.5	0.3454	15.46
	abc	0.01	0.4	0.3927	0.73
	a-g	10	0.8	0.7668	3.32
	abc	20	0.9	0.8392	6.08
Takagi	<b>a-g</b>	<b>20</b>	<b>0.4</b>	<b>0.3980</b>	<b>0.20</b>
	ab	10	0.6	0.5961	0.38
	ab-g	20	0.9	0.9158	1.57
	abc	10	0.3	0.2962	0.38
	a-g	50	0.9	0.8896	1.04
	abc	50	0.8	0.8106	1.06
Erickson	a-g	10	0.1	0.1093	0.93
	ab	50	0.8	0.6325	16.75
	<b>ab-g</b>	<b>20</b>	<b>0.9</b>	<b>0.6797</b>	<b>22.03</b>
	abc	5	0.5	0.4871	1.29
	a-g	20	0.7	0.6088	9.12
	abc	20	0.8	0.7145	8.55

Los resultados obtenidos muestran que el método de Takagi presenta mayor precisión al estimar la distancia de falla para esta topología de línea de transmisión radial, con errores menores a 1.6 %, donde el mínimo error de 0.2 % resulta de una falla monofásica ubicada a 0.4 pu (80 km) con una

resistencia de  $20 \Omega$ . Por otra parte, los métodos de Reactancia y Erickson son severamente afectados por la resistencia de falla obteniendo errores mayores al 20 y 15 %, respectivamente. Esto representa mayor dificultad y tiempo para localizar la falla. Por ejemplo, en la falla bifásica a tierra con resistencia de  $20 \Omega$  ubicada a 0.9 pu (180 km) de la línea, la distancia estimada mediante el método de Erickson es de 0.6797 pu (136 km), lo que resulta en un error máximo de 22.03 %. Por lo tanto, se tendría que recorrer 44 km para localizar el punto de falla exacto. Esto implicaría mayor tiempo de restauración de la línea, lo cual puede causar que algunas líneas se sobrecarguen operando cerca de sus límites, tal que pueden generarse daños al sistema y en general pérdidas económicas.

Además, existe una varianza grande del error en los métodos de Reactancia y Erickson, que va desde 0.2 % hasta el 20 %, aproximadamente. En consecuencia, la implementación de estos métodos en la localización de fallas es poco confiable a medida que la resistencia de falla se incrementa para esta topología de línea de transmisión.

### 2.6.2 Configuración de línea de transmisión de doble circuito

En las líneas de transmisión de doble circuito la ubicación de la falla se puede ver afectada considerablemente por el efecto del acoplamiento mutuo para el caso de una falla a tierra [3]. El efecto del acoplamiento mutuo se puede expresar en términos de las impedancias mutuas entre circuitos, como se muestra en el diagrama unifilar de la línea de transmisión de doble circuito en la Figura 2.7.

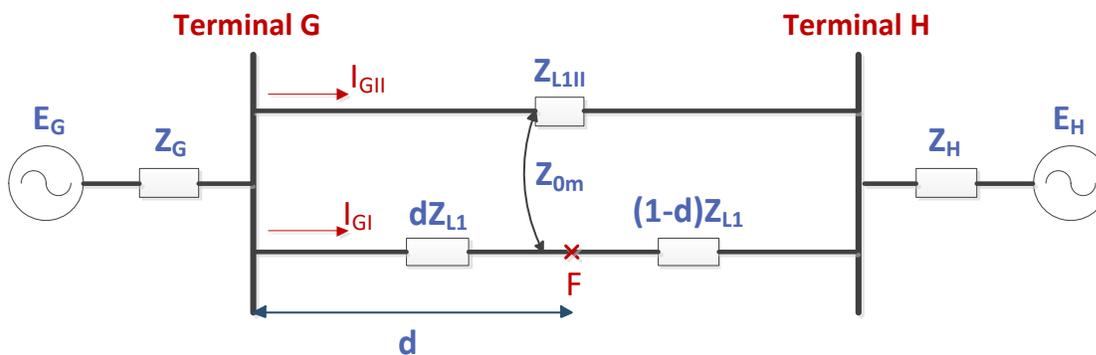


Figura 2.7 Diagrama unifilar de línea de transmisión de doble circuito

Las impedancias mutuas de secuencia positiva y negativa suelen ser muy pequeñas, por lo que, generalmente se deprecian en el análisis [1]. Por lo tanto, el efecto del acoplamiento mutuo no se ve reflejado en gran medida para fallas entre fases. En cambio, la impedancia mutua de secuencia cero  $Z_{0m}$  tienen un valor considerable, de modo que se debe de incluir en el análisis para la ubicación de fallas a tierra [1]. De esta manera la caída de voltaje  $V_{GI}$  debido a la corriente del circuito en paralelo  $I_{GII}$  se compensa tal que  $I_G$  de (2.1) para una falla monofásica queda de la siguiente manera:

$$I_G = I_A + kI_{G0} + k_{0m}I_{GII0} \quad (2.12)$$

Donde  $k_{0m} = (Z_{0m} / Z_{L1})$ , por lo tanto, el algoritmo original se modifica para su funcionamiento en esta topología de línea de transmisión.

La Figura 2.8 muestra la línea de transmisión de doble circuito. Ambos circuitos en arreglo vertical se encuentran dispuestos en la misma torre y al mismo nivel de tensión de 230 kV. Las líneas de dos conductores por fase son paralelas durante toda la longitud de 200 km. Los equivalentes de Thévenin en los extremos de la línea tienen una resistencia e inductancia de 1.31  $\Omega$  y 39.78 mH, respectivamente en el extremo G, mientras que en el extremo H son el doble del valor en G. La línea de transmisión se representa por un modelo de parámetros distribuidos dependiente de la frecuencia.

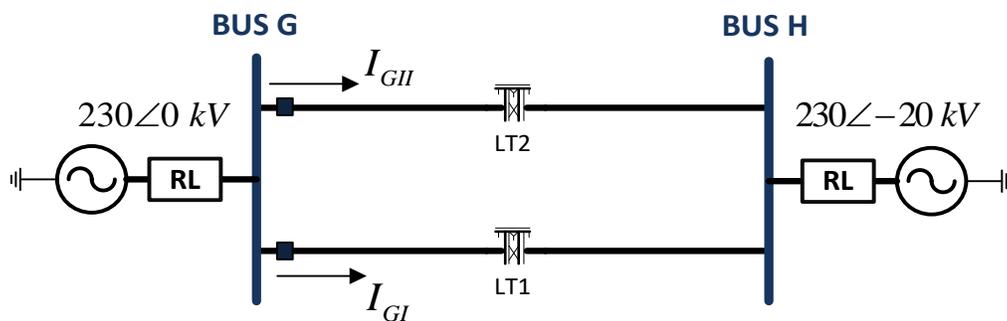
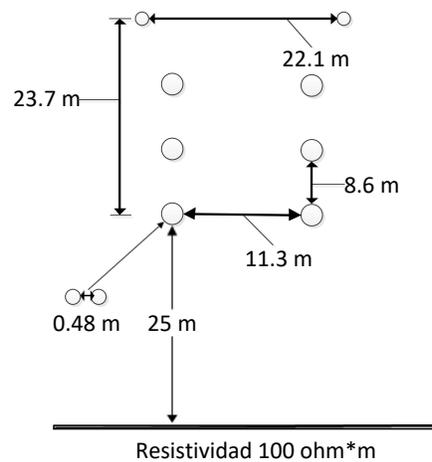


Figura 2.8 Línea de transmisión de doble circuito

La Tabla 2.4 muestra los parámetros de la línea de transmisión como el radio externo y la resistencia de corriente directa del conductor ACSR-1113KCM, así como los datos de hilos de guarda y la resistividad del terreno. La Figura 2.9 presenta la configuración de torre para los circuitos en arreglo horizontal, la separación entre fases es de 11.3 m.

**Tabla 2.4 Datos de conductores de la línea de doble circuito**

Conductores		Hilos de Guarda
Radio externo	1.59 cm	0.61 cm
Resistencia DC	0.0513 $\Omega$ /km	1.24 $\Omega$ /km
Resistividad del terreno	100 $\Omega$ *m	



**Figura 2.9 Configuración de torre de la línea de doble circuito**

Mediante simulaciones se obtienen los fasores de voltajes y corrientes para diferentes valores de resistencia de falla. De esta manera se implementan los algoritmos de localización Reactancia, Takagi y Erickson para estimar la distancia de falla, obteniendo los resultados que se muestran en la Tabla 2.5. Se observa el porcentaje de error generado al estimar la distancia para diferentes tipos de falla y valores de resistencia en cada método de localización. Los resultados obtenidos al modificar el algoritmo original considerando el acoplamiento mutuo entre líneas son similares a los de la línea de transmisión radial. Puesto que, el método de Takagi nuevamente muestra un mejor desempeño al estimar la distancia de falla con errores menores al 2.0 %. Sin embargo, el error se incrementa en comparación con el error del sistema radial, donde los valores están por debajo de 1.6 %. Por otro lado, los métodos de Reactancia y Erickson muestran mejor precisión al estimar la distancia cuando la falla que se presenta tiene una resistencia menor a 5  $\Omega$ . Por ejemplo, en el caso de una falla monofásica con una resistencia de 0.01  $\Omega$  a una distancia de 0.2 pu, se obtiene un error mínimo de 0.21 % en el método de Reactancia.

Tabla 2.5 Porcentaje de error de los métodos de Reactancia, Takagi y Erickson

Método de localización	Tipo de Falla	$R_f$ (ohm)	Ubicación de falla (pu)	Estimación de la distancia de falla (pu)	% error
Reactancia	a-g	0.01	0.2	0.1979	0.21
	ab	20	0.3	0.2838	1.62
	ab-g	50	0.5	0.3530	14.70
	abc	0.01	0.4	0.3933	0.67
	a-g	10	0.8	0.7808	1.92
	abc	20	0.9	0.8395	6.05
Takagi	a-g	20	0.4	0.3973	0.27
	ab	50	0.6	0.6064	0.64
	ab-g	20	0.9	0.9200	1.99
	abc	10	0.3	0.2962	0.38
	a-g	50	0.9	0.8922	0.78
	abc	50	0.8	0.8131	1.31
Erickson	a-g	10	0.1	0.1100	1.00
	ab	50	0.8	0.6021	19.79
	ab-g	10	0.9	0.7179	18.21
	abc	5	0.5	0.4872	1.28
	a-g	20	0.7	0.6001	9.99
	abc	20	0.8	0.7029	9.71

A medida que la resistencia aumenta y la ubicación de la falla se aleja del punto de medición en el extremo G el error se incrementa considerablemente. Esto se observa en el método de Reactancia para una falla trifásica a una distancia de 0.4 pu (80 km) con resistencia de 0.01  $\Omega$ , la distancia estimada es de 0.3933 pu (78.660 km) lo cual representa un error relativamente bajo de 0.67 % (1.34 km). En cambio, con una resistencia de falla a 20  $\Omega$  a una distancia de 0.9 pu (180 km) se obtiene un mayor error de 6.05 % (12 km). Esto implica recorrer una distancia de más de 12 km para localizar el punto exacto de falla. De manera que se tendría un tiempo de interrupción mayor debido al tiempo necesario para ubicar la falla y, por lo tanto, mayores pérdidas económicas en caso de que alguna parte del sistema se quede sin servicio.

En el caso del método de Erickson los errores que se muestran son mayores a los obtenidos con el método de reactancia, el error máximo de 19.79 % resulta de una falla bifásica con resistencia de 50  $\Omega$  a una distancia de 0.8 pu. De acuerdo a los resultados la aplicación de los métodos de Reactancia y Erikson en la localización de fallas son poco confiables para esta topología de línea de

transmisión al presentarse fallas con grandes valores de resistencia. Por el contrario, el método de Takagi presenta errores menores que el método de Reactancia y Erickson. Sin embargo, si se consideran resistencias de falla de valor mayor, el error tiende a incrementarse lo que puede resultar en una disminución considerable en la precisión de la distancia estimada.

### 2.6.3 Configuración de línea de transmisión en T

Las líneas de transmisión en derivación o configuración en T se desarrollan con fines económicos o de protección del medio ambiente, ya que se ahorra el costo de construir una subestación en el punto de conexión [18,30]. Asimismo, para suministrar energía a áreas remotas e industrias, aunque esto signifique mayor dificultad en la localización de fallas. El procedimiento de localización de fallas es uno de los principales desafíos para este tipo de líneas. Las principales dificultades se deben a la corriente absorbida o inyectada desde el tercer terminal en derivación y al efecto de reactancia [1]. Además, los diferentes valores de impedancia de las fuentes pueden ocasionar imprecisiones en la localización de la falla.

La Figura 2.10 presenta la configuración de línea de transmisión en derivación, en cada extremo se encuentra un sistema eléctrico de potencia operando a 230 kV, representados por un equivalente de Thévenin con su respectiva impedancia. La línea de transmisión principal (G-H) tienen una longitud de 200 km, mientras que la sección de la línea en derivación (J-T) es de 80 km y se encuentra conectada a la mitad de la línea principal (100 km) en el punto T. La configuración de la torre y los parámetros de la línea de transmisión son similares a los del sistema radial.

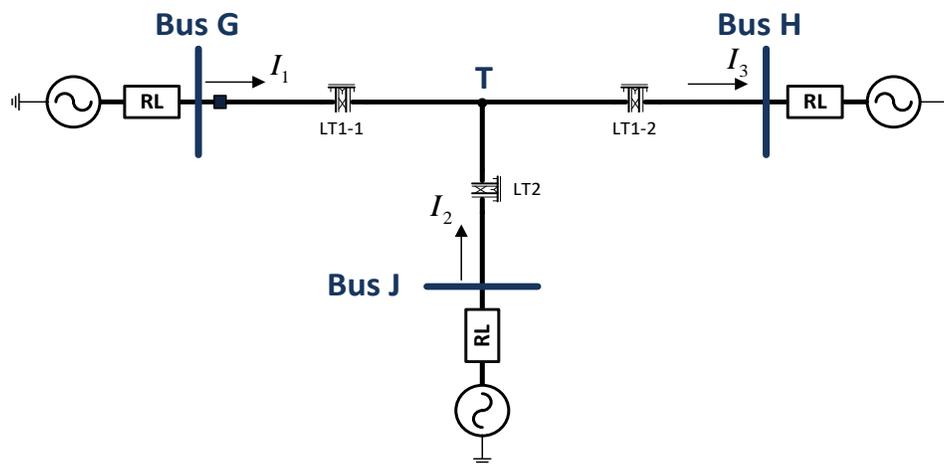
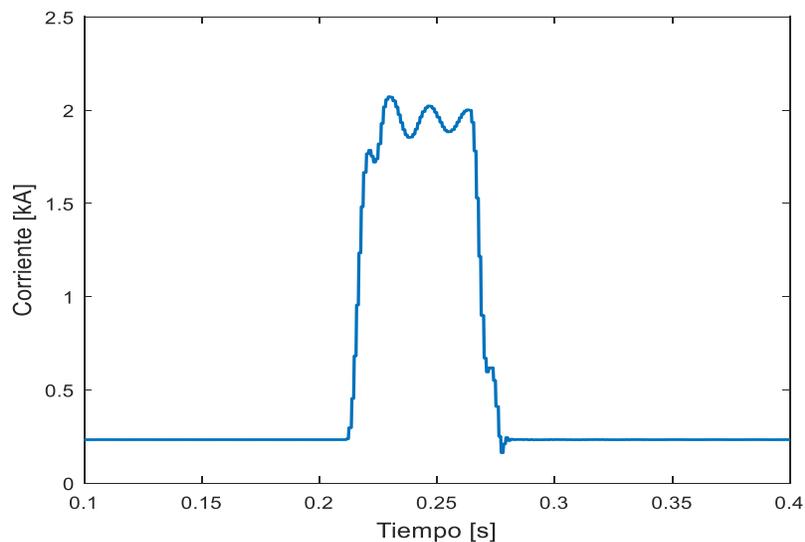


Figura 2.10 Línea de transmisión de configuración en T

Los fasores de corriente y voltaje se obtienen mediante simulaciones con los cuales es posible implementar los algoritmos de localización. La Figura 2.11 muestra la magnitud del fasor de corriente para una falla monofásica a una distancia de 80 km (0.4 pu) sobre la línea principal (G-H). Cuando el sistema se encuentra en estado estable la corriente rms de fase es de 0.232 kA, en el instante que se presenta la falla en  $t= 0.21s$  la corriente rms se incrementa hasta alcanzar un valor de 2 kA, aproximadamente, durante 0.05 s que es el tiempo de duración de la falla. Después de que la falla es liberada en  $t=0.26s$  la corriente disminuye hasta alcanzar el valor de estado estable.

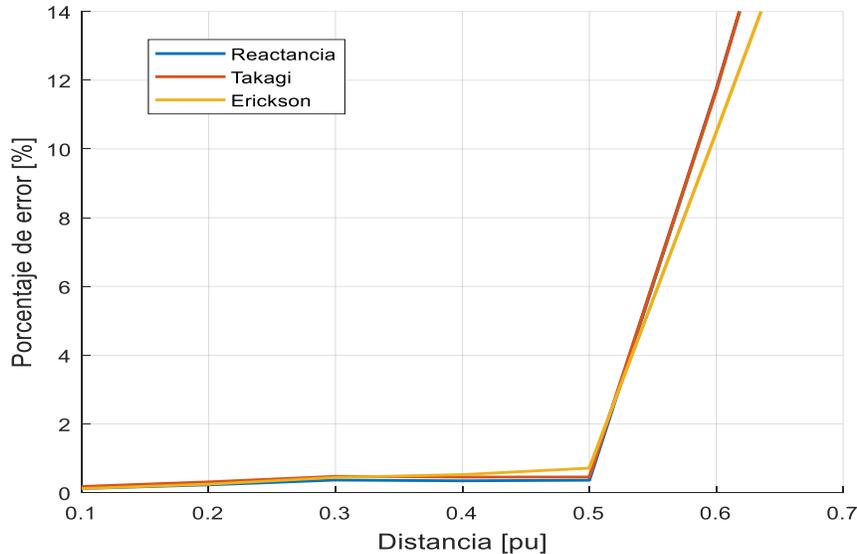


**Figura 2.11 Magnitud del fasor de corriente de falla monofásica**

Mediante los fasores de voltaje y corriente se implementan los algoritmos de localización. Los resultados obtenidos muestran que estos métodos no son efectivos para esta topología de línea de transmisión. Se puede apreciar un desempeño deficiente en la estimación de la distancia cuando la falla se ubica posterior al punto de conexión de la línea en derivación (punto T). La Figura 2.12 muestra el desempeño de los métodos mediante el error que se presenta al estimar la distancia de falla para el caso de una falla monofásica en la línea principal (G-H).

En la gráfica se observa como el error se incrementa gradualmente a medida que la distancia de falla se aleja del punto de medición ubicado en el extremo G. Sin embargo, a partir de 0.5 pu de distancia que es donde se encuentra el punto de conexión con la línea en derivación, el error aumenta de forma excesiva en comparación con el error que se tiene antes del punto de conexión hacia el bus G. En el caso del método de Takagi el error para una falla a 0.5 pu (100 km) de distancia

es de 0.46 % (0.920 km), mientras que si la falla se presenta a 0.6 pu (120 km), el error se incrementa a 11.71 % (23 km). Esto implica mayor dificultad para localizar el punto exacto de falla, puesto que, existe una diferencia de más de 23 km.



**Figura 2.12** Porcentaje de error para falla monofásica

Como se observa el algoritmo sobreestima la ubicación de la falla considerablemente después del punto de conexión de la línea en derivación, tal como se muestra en la figura 2.12. Este comportamiento del error se presenta para todos los tipos de falla. En consecuencia, el tiempo necesario para la restauración de la línea podría causar algún problema mayor en el sistema eléctrico de potencia. Por otra parte, estos métodos no precisan la dirección en la que se encuentra la falla después del punto de conexión. La falla puede ubicarse entre el punto de conexión (punto T) y el bus H o entre el punto T y el bus J. De esta manera, es evidente que los métodos de Reactancia, Takagi y Erickson no tienen un desempeño adecuado al considerar un tercer terminal en derivación. Puesto que sobrestiman la distancia al punto de falla debido a la corriente inyectada desde el tercer terminal, cuando ocurre una falla posterior al punto de conexión. Para tratar esta situación se necesitaría realizar un análisis adicional y contar con mediciones en todos los extremos de la línea, de tal manera que en la formulación de las ecuaciones de la red se considera la corriente inyectada por el tercer terminal. Generalmente, se identifica la sección fallada y posteriormente se ubica el punto de falla.

# Capítulo 3

## Teoría básica de wavelets

### 3.1 Introducción

El concepto de análisis de wavelets se ha implementado en diversas aplicaciones desde principios del siglo XX. Se consideran con precursores del análisis wavelet a la técnica de Littlewood-Paley y la teoría de Calderón-Zygmund en el análisis armónico, así como la teoría de bancos de filtros digitales en el procesamiento de señales [31]. La teoría wavelet atrajo la atención en la década de los 80's a través del trabajo de varios investigadores en diversas disciplinas: Strömberg, Morlet, Grossmann, Meyer, Battle, Lemarié, Coifman y Daubechies entre otros autores importantes. A partir de entonces se han utilizado diferentes tipos de wavelets como herramientas para resolver problemas en el análisis de señales, análisis de imágenes, diagnósticos médicos, análisis estadístico y reconocimiento de patrones, por mencionar algunos. Si bien las wavelets se utilizan en estas áreas, de manera continua se amplían sus aplicaciones, una de ellas es en sistemas eléctricos de potencia en diferentes áreas de investigación como calidad de la energía [32,33], descargas parciales [34,35], transitorios [36,37], estimación de la demanda [38], protecciones [39,40,41], entre otras. Se considera que las wavelets son ajustables y adaptables, por lo que no existe una sola wavelet y pueden diseñarse para adaptarse a aplicaciones individuales. En este sentido, son ideales para sistemas adaptativos que se ajustan a la señal.

El análisis mediante wavelet es adecuado para señales que contienen componentes sinusoidales y de impulso (señales transitorias), como es característico en transitorios rápidos del sistema de potencia. La capacidad de las wavelets para enfocarse en intervalos de tiempo cortos para componentes de alta frecuencia e intervalos de tiempo largos para componentes de baja frecuencia, mejora el análisis de señales con impulsos y oscilaciones localizadas.

## 3.2 Características

Una onda se define generalmente como una función oscilante del tiempo o el espacio, como una función sinusoidal. Sin embargo, una wavelet es una onda pequeña que decae rápidamente a cero y tiene su energía concentrada en el tiempo, a diferencia de la onda sinusoidal que se extiende hasta el infinito. Las wavelets se pueden utilizar de la misma forma que una serie de Fourier emplea una función sinusoidal para representar una señal. De esta manera una wavelet es una herramienta para el análisis de fenómenos transitorios, no estacionarios o variables en el tiempo [42]. Una señal  $f(t)$  puede ser analizada o procesada si se expresa como una descomposición lineal por:

$$f(t) = \sum_l a_l \psi_l(t) \quad (3.1)$$

Donde  $l$  es un índice integrador para la suma finita;  $a_l$  es el valor real de los coeficientes de expansión y  $\psi_l$  son un conjunto de valores reales de la función de  $f(t)$  denominada función de expansión. Si la expansión es única, el conjunto se denomina base, para la clase de funciones que pueden expresarse de esta manera. Si la base es ortogonal significa que

$$\langle \psi_k(t), \psi_l(t) \rangle = \int \psi_k(t) \psi_l(t) dt = 0 \quad (3.2)$$

Con  $k \neq l$ . Entonces, los coeficientes se pueden calcular por el producto interno

$$a_k = \int f(t) \psi_k(t) dt \quad (3.3)$$

Para la expansión de wavelet, se desarrolla un sistema de dos parámetros tal que (3.1) se convierte en

$$f(t) = \sum_k \sum_j a_{j,k} \psi_{j,k}(t) \quad (3.4)$$

Donde  $j$  y  $k$  son índices integradores;  $\psi_{j,k}(t)$  es la función de expansión wavelet que usualmente forma una base ortogonal; los coeficientes de expansión  $a_{j,k}(t)$  se conocen como la transformada discreta de wavelet de  $f(t)$  y la ecuación (3.4) es la transformada inversa. De este modo la representación wavelet bidimensional permite localizar componentes tanto en tiempo como en frecuencia simultáneamente. Esta propiedad de localización de las wavelets permite representar un evento transitorio con un pequeño número de coeficientes [42]. Además, la representación en dos dimensiones se logra a partir de la función  $\psi(t)$  por

$$\psi_{j,k}(t) = 2^{j/2} \psi(2^j t - k) \quad j, k \in \mathbb{Z} \quad (3.5)$$

Donde  $\mathbb{Z}$  es el conjunto de todos los integradores y el factor  $2^j t$  mantiene una norma constante independiente de la escala  $j$ . La ubicación en el tiempo mediante  $k$  y la frecuencia o escala por  $j$  es muy efectiva para la representación de una señal.

Las operaciones de traslación y escalamiento son básicas para la representación de señales, su uso es una de las razones por las que las wavelets son funciones de expansión eficientes. La Figura 3.1 muestra una representación de una wavelet en el plano tiempo-frecuencia. A medida que cambia el índice  $k$  de la ecuación (3.5), la ubicación de la wavelet se mueve a lo largo del eje horizontal del plano. Esto permite que la expansión represente explícitamente la ubicación de los eventos en el tiempo o el espacio. Por otro lado, conforme cambia el índice  $j$  (eje vertical), la forma de la wavelet cambia en escala o frecuencia, esto permite una representación en resolución. Como se puede ver en la Figura 3.1, el análisis mediante wavelet produce anchos de banda de tiempo (rectangulares) que son estrechas en las frecuencias más altas y progresivamente se hacen más grandes a medida que la frecuencia disminuye [43]. Esto se observa en la wavelet de la Figura 3.1, al pasar del área 1 al área 2 el paso de tiempo se hace más corto. Como resultado, la expansión wavelet permite una descripción local más precisa y la separación de las componentes de una señal que se superponen en tiempo y frecuencia, de modo que se puede conocer las frecuencias que intervienen en cada periodo de tiempo en la señal. Por lo tanto, un coeficiente producto de la expansión wavelet representa un componente local fácil de interpretar.

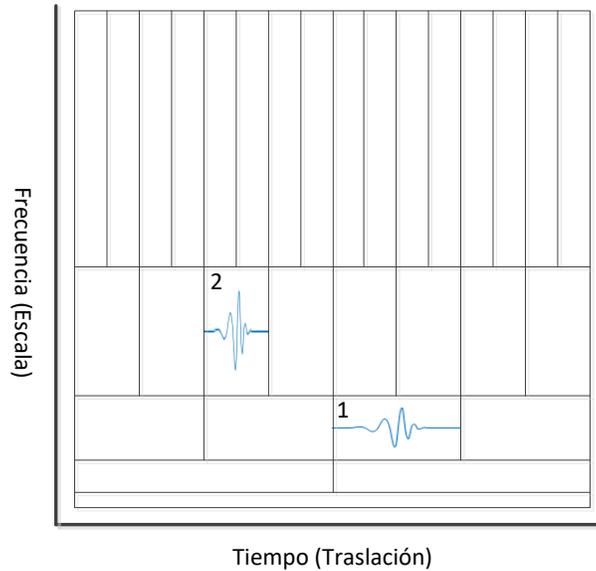


Figura 3.1 Plano tiempo-frecuencia para la WT

### 3.3 Transformada Wavelet Continua

La Transformada Wavelet (WT) se ha aplicado en diferentes áreas del procesamiento de señales debido a su efectividad para evaluar la información transitoria de una señal. Además, la WT es capaz de detectar las componentes de frecuencia presentes en una señal en el dominio del tiempo por lo cual se genera una mejor resolución de tiempo y frecuencia. Con la Transformada Wavelet en tiempo Continuo (*CWT*) se pueden analizar pequeños intervalos de tiempo donde se produzcan eventos propios de componentes de alta frecuencia y también largos intervalos de tiempo para conocer el contenido armónico de baja frecuencia. Por lo tanto, se tiene una herramienta útil para localizar impulsos y oscilaciones presentes en una señal.

Dada una función  $f(t)$  considérese su escalamiento y traslación por  $a$  y  $b$  respectivamente:

$$f_a^b(t) = f\left(\frac{t-b}{a}\right) \tag{3.6}$$

Si la función  $f(t)$  cumple con las propiedades de valor medio nulo y energía finita en el tiempo:

$$\int_{-\infty}^{+\infty} f(t) dt = 0$$

$$\int_{-\infty}^{+\infty} |f(t)|^2 dt < \infty$$

se puede considerar  $f(t) = \psi(t)$  donde  $\psi(t)$  será la wavelet madre [31]:

$$\psi_a^b(t) = \frac{1}{\sqrt{a}} \psi\left(\frac{t-b}{a}\right) \quad (3.7)$$

Las wavelets  $\psi_a^b(t)$  (wavelet hija) son generadas a partir de la función wavelet madre  $\psi(t)$  con diferente escala  $a$  y traslación  $b$ , pero tienen todas la misma forma. Existen muchos tipos de wavelets madre que pueden emplearse en la práctica. Sin embargo, existen tres familias de wavelets madre principales que se han utilizado para analizar señales en sistemas eléctricos de potencia. La Figura 3.2 muestra estas wavelets Daubechies (dbN), Symlet (symN) y Coiflet (coifN), donde se observa su comportamiento oscilante con un rápido decaimiento a cero en ambos lados de su trayectoria central. Además, N representa el orden de la wavelet dentro de una familia de wavelet relacionado con el número de coeficientes (2N) asociados a los filtros para generar dicha wavelet [43]. De estas familias la más común en las aplicaciones de sistemas de potencia es la Daubechies. La wavelet madre que se utiliza principalmente para la detección de fallas en líneas de transmisión es la Daubechies 4 (db4) [44].

Ahora bien, la transformada wavelet continua de una señal dada  $f(t)$  es la descomposición de  $f(t)$  en un conjunto de funciones  $\psi_a^b(t)$  y se define como [43]:

$$CWT(b, a) = \frac{1}{\sqrt{a}} \int_{-\infty}^{\infty} f(t) \psi^*\left(\frac{t-b}{a}\right) dt \quad (3.8)$$

donde  $a$  es un parámetro de escala con respecto a la frecuencia;  $b$  representa el parámetro de traslación en tiempo de la señal;  $\psi(t)$  es la wavelet madre que se emplea como una función prototipo que se escala y traslada a lo largo de la señal  $f(t)$ . Un coeficiente de  $CWT(b, a)$  a una escala y traslación particular, representa qué tan bien la señal original  $f(t)$  y la wavelet madre

coinciden [43]. Por lo tanto, el conjunto de todos los coeficientes asociados con una señal particular son la representación wavelet de la señal original  $f(t)$  con respecto a la wavelet madre  $\psi(t)$ .

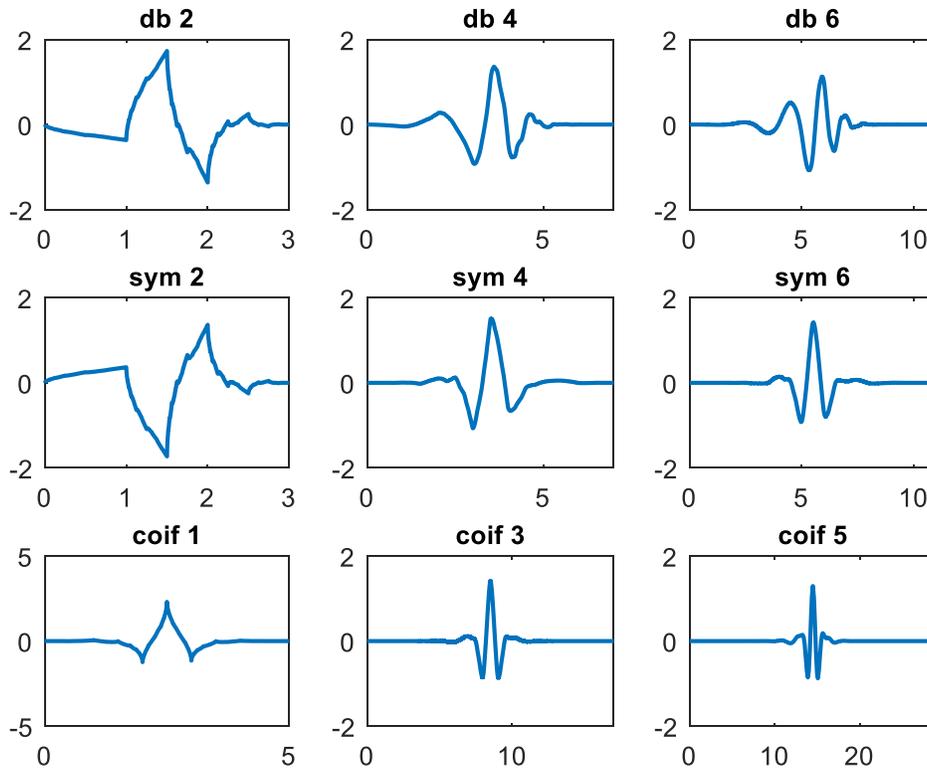


Figura 3.2 Familias de wavelets: Daubechies, Symlets y Coiflets

### 3.4 Transformada Discreta de Wavelet

De manera similar a la Transformada Discreta de Fourier, se tiene la Transformada Discreta de Wavelet ( $DWT$ ) para el análisis de señales discretas, en la cual los parámetros de escala  $a$  y traslación  $b$  de la  $CWT$  toman valores discretos  $a = 2^j$  y  $b = 2^j k$ , de esta manera se define a la  $DWT$  como [45]:

$$DWT(j,k) = 2^{-j/2} \sum_n f(n) \psi(2^{-j}n - k) \tag{3.9}$$

La implementación de la  $DWT$  implica descomponer la señal original en sub-bandas, una de alta frecuencia y otra de baja frecuencia, con diferentes niveles o escalas de resolución. Por lo tanto, la  $DWT$  se puede representar por un árbol de descomposición como se muestra en la Figura 3.3. El

proceso comprende filtrar la señal, de modo que se tienen pares sucesivos de filtros de paso alto y paso bajo en cada etapa o nivel de resolución. La salida de este proceso proporciona coeficientes de detalle ( $cD$ ) y coeficientes de aproximación ( $cA$ ). La señal de aproximación contiene la tendencia general de la señal original, mientras que la señal de detalle incorpora los contenidos de alta frecuencia. Esta capacidad para representar señales de manera compacta y en varios niveles de resolución es la principal característica del análisis wavelet y se le conoce como análisis multi-resolución (MRA) [42].

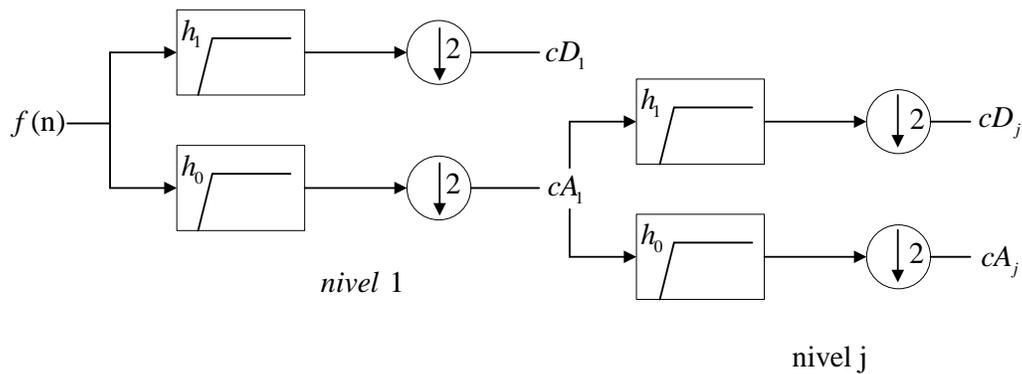


Figura 3.3 Árbol de descomposición

La  $DWT$  se define por los coeficientes de detalle  $cD$  y coeficientes de aproximación  $cA$  en cada nivel de descomposición y se determinan a través de procesos de convolución mediante [46]:

$$cA_{j,k} = \sum_{i=0}^N cA_{j-1}(i) h_0(2k-i) \quad (3.10)$$

$$cD_{j,k} = \sum_{i=0}^N cA_{j-1}(i) h_1(2k-i) \quad (3.11)$$

donde  $j$  es el nivel de descomposición;  $k$  es el parámetro de traslación;  $N$  es el número de muestras;  $h_0$  y  $h_1$  son los coeficientes del filtro los cuales son definidos por la wavelet madre utilizada, además la información en cada nivel de descomposición se reduce en  $N / 2^j$ . El algoritmo multi-resolución define las bandas de frecuencia para el análisis de una señal [47]. La Figura 3.4 presenta un ejemplo del MRA considerando una señal  $f(n)$  muestreada a 960 Hz. Por lo tanto, la frecuencia máxima observable es de 480 Hz, de acuerdo con el teorema de muestreo de Nyquist-Shannon, el cual establece que se pueden medir los contenidos de frecuencia hasta la mitad de la frecuencia de muestreo [48]. La señal se divide en cada escala en dos bandas de frecuencia, en la

primera escala se tiene una banda de 0–240 Hz correspondiente a la información de baja frecuencia y una banda de 240–480 Hz con información de alta frecuencia.

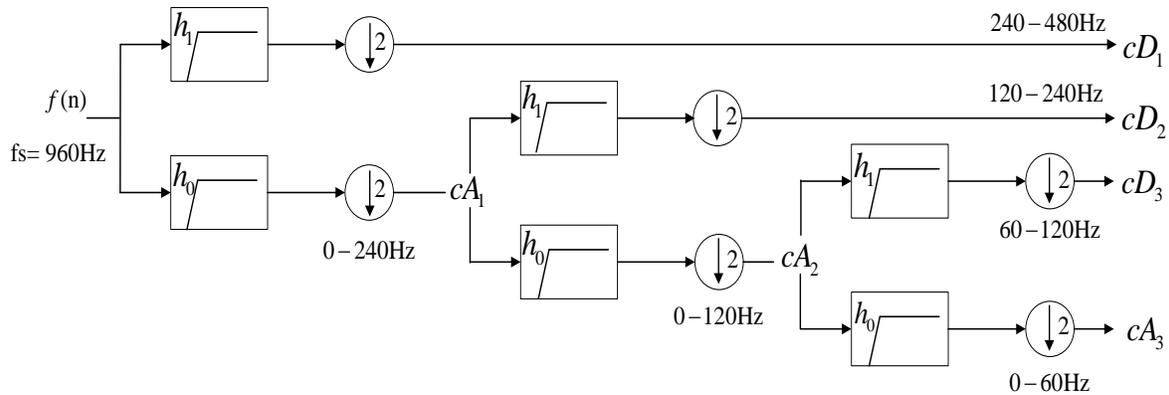
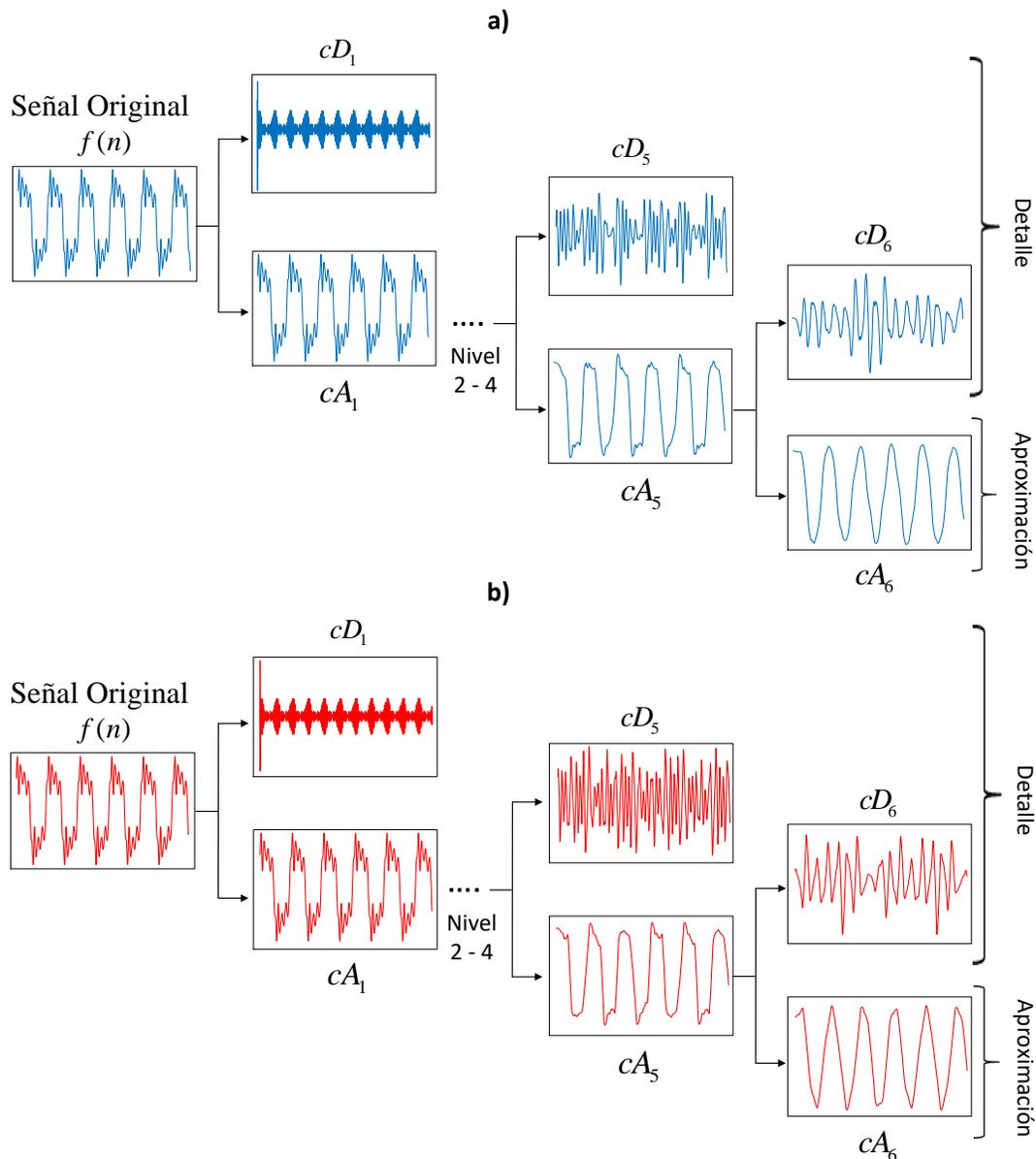


Figura 3.4 Algoritmo multi-resolución

En la segunda escala el proceso se repite solo para la información de baja frecuencia, por lo que se tiene una banda de 0–120 Hz y 120–240 Hz correspondiente a información de baja y alta frecuencia respectivamente. Para la tercera escala se repite el mismo proceso y se obtiene una banda de 0–60 Hz y otra de 60–120 Hz. Al final del proceso se cuenta con cuatro señales que representan la misma señal, pero corresponde a diferentes bandas de frecuencia. El nivel de descomposición del análisis multi-resolución depende de la longitud de la señal original y de manera general de la aplicación y del nivel de detalle requerido para el análisis [46].

La Figura 3.5 ejemplifica el análisis multi-resolución de una señal sinusoidal  $f(n)$  a 60 Hz, la cual presenta componentes armónicos impares hasta la decimoquinta componente. Para este análisis se utilizan dos wavelets madre, Daubechies 4 y Symlet 4, como se muestra la Figura 3.5a) y b), respectivamente. En primer lugar, se analiza la Figura 3.5a) donde se observa que al pasar la señal por los filtros del primer nivel de descomposición, las componentes de alta frecuencia presentes en la señal se localizan en el coeficiente de detalle  $cD_1$ , el cual tiene la resolución de tiempo más alta, mientras que en el coeficiente de aproximación  $cA_1$  se localizan bajas frecuencias. No obstante, la señal original aún tiene un alto contenido de armónicos. Si el proceso de descomposición continúa hasta el quinto nivel se pueden observar componentes de alta frecuencia contenidas en el coeficiente de detalle  $cD_5$ . Por otro lado, la señal de aproximación  $cA_5$  tiende a la señal sinusoidal, sin embargo, presenta cierto nivel de distorsión. En el sexto nivel la señal de aproximación  $cA_6$  está menos distorsionada y se asemeja más a una señal sinusoidal. Este análisis de descomposición es

igual para la Figura 3.5b), donde se utiliza la wavelet madre Sym 4. El primer nivel de descomposición es muy similar en ambas figuras. Sin embargo, a medida que el nivel de descomposición aumenta se tienen diferentes componentes de frecuencia para cada wavelet madre.



**Figura 3.5 Análisis multi-resolución para una señal con alto contenido armónico: a) análisis con  $bd4$ , b) análisis con  $sym4$**

Por ejemplo, si se observa la señal de aproximación del sexto nivel  $cA_6$  en ambas figuras, se puede ver que la wavelet madre  $bd4$  muestra una mejor representación de la señal sinusoidal que la wavelet  $Sym4$ , con la cual se observa mayor distorsión. Esto quiere decir que la wavelet  $bd4$  tiene un mejor desempeño en la detección de las componentes de diferentes frecuencias presentes en la

señal. De esta manera el análisis multi-resolución permite filtrar una señal y obtener la componente fundamental. Además, permite analizar ciertos niveles de aproximación o detalle dependiendo de la aplicación, por ejemplo, para detección, clasificación y localización de fallas.

## 3.5 Algoritmo de localización de fallas

### 3.5.1 Concepto de onda viajera

Los sistemas de potencia están sujetos a que ocurran perturbaciones o fallas impredecibles. Cuando una perturbación ocurre en alguna línea del sistema, los voltajes y corrientes presentan cambios abruptos en el punto de falla. Estos cambios generan ondas de alta frecuencia llamadas ondas viajeras que se propagan a lo largo de la línea de transmisión con una cierta impedancia característica  $Z_0$  en ambas direcciones del punto de falla [26]. La Figura 3.6 muestra las ondas o transitorios de alta frecuencia que se presentan cuando ocurre una falla monofásica. En el instante que se presenta la falla,  $t=0.21s$ , la corriente de la fase A se incrementa, al mismo tiempo se generan cambios abruptos en la señal medida resultante.

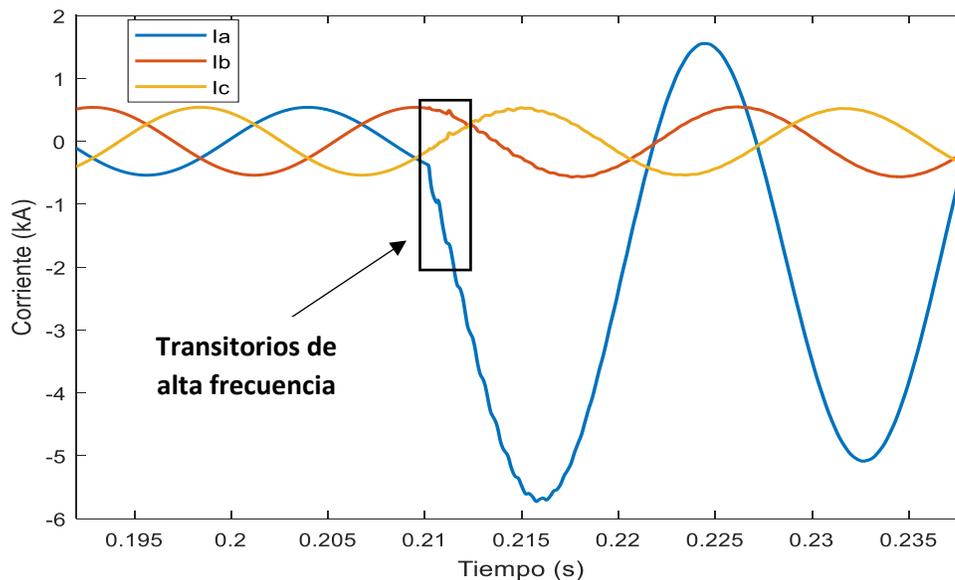


Figura 3.6 Transitorios de alta frecuencia en las señales de corrientes de falla monofásica

Las ondas viajan a lo largo de la línea hasta las terminales donde se reflejan y se transmiten de acuerdo con las reglas del Diagrama de Lattice [49]. En una discontinuidad como un corto circuito o un circuito abierto o en algún punto de la línea donde la impedancia característica cambia, una parte de la energía de las ondas se transmite mientras que otra se refleja. La Figura 3.7 muestra el diagrama de Lattice para el caso de un cortocircuito en una línea de transmisión, en la primera mitad de la línea a una distancia  $d$  del terminal G. El eje vertical representa el tiempo y el eje horizontal la distancia de la línea. Tal como se observa en el diagrama de Lattice, las ondas se reflejan (línea continua) y transmiten (línea punteada) entre el punto de falla y los extremos de la línea.

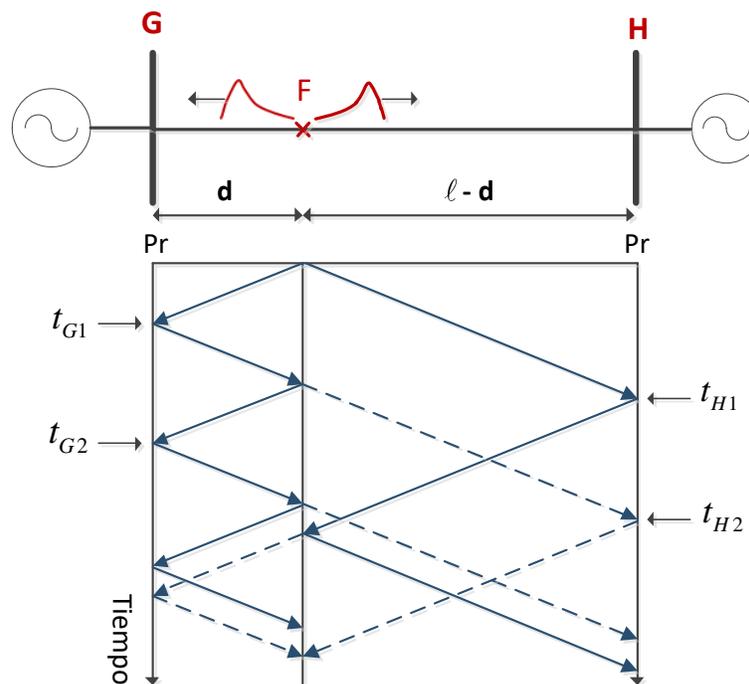


Figura 3.7 Diagrama de Lattice

Los tiempos de llegada de los frentes de onda a los extremos depende de la distancia a la que ocurre la falla. En este caso el frente de onda llega al terminal G con un tiempo  $t_{G1}$  menor al tiempo que tarda en llegar al terminal H  $t_{H1}$  debido a la distancia mayor que recorre la onda. La reflexión de las ondas depende del coeficiente de reflexión en el extremo receptor de la línea. El coeficiente de reflexión para el voltaje se define como [49]:

$$p_{rv} = \frac{Z_R - Z_0}{Z_R + Z_0} \quad (3.12)$$

Donde  $Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}}$ , es la impedancia característica de la línea sin considerar pérdidas y  $Z_R$  es la impedancia en el extremo receptor de la línea. El coeficiente de reflexión para la corriente es igual al valor negativo del coeficiente de voltaje, es decir  $P_{ri} = -P_{rv}$ . Por otro lado, el coeficiente de refracción se determina mediante [49]:

$$P_i = \frac{2Z_R}{Z_R + Z_0} \quad (3.13)$$

### 3.5.2 Componentes Modales

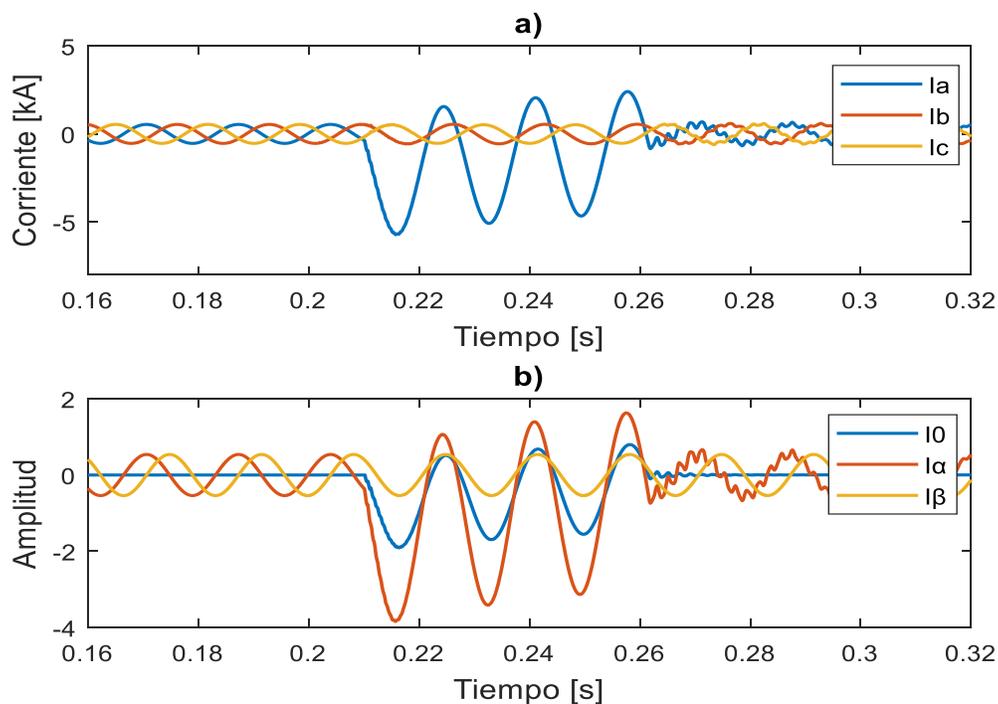
En las líneas de transmisión trifásicas las ondas viajeras están acopladas y no existe una única velocidad de propagación, es decir, cada fase tiene una velocidad de onda diferente [26]. La descomposición modal permite desacoplar los voltajes y corrientes trifásicas en un conjunto de señales modales. Cada una de estas señales puede tratarse de manera independiente como si fueran tres circuitos individuales, lo cual simplifica el análisis para la detección de las ondas viajeras (TW por sus siglas en inglés). De esta manera, las corrientes de fase se pueden convertir en sus componentes modales mediante la transformada de Clarke que se muestra en (3.14) [17,50]. De esta manera, se descompone un grupo de ecuaciones acopladas en otras desacopladas eliminando las partes mutuas entre estas.

$$S_m = T^{-1} * S_p \quad (3.14)$$

Donde  $S_m$  representa las señales modales;  $T$  es la matriz de transformación;  $S_p$  son las señales de fase que pueden ser corrientes o voltajes, si se considera una línea trifásica completamente transpuesta. De este modo las señales de corriente  $I_a$ ,  $I_b$  e  $I_c$  se transforman en sus componentes modales utilizando la transformación de Clarke (3.14) de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 2 & -1 & -1 \\ 0 & \sqrt{3} & -\sqrt{3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}$$

donde  $I_0$  es la componente de modo tierra;  $I_\alpha$  e  $I_\beta$  se conocen como componentes de modo aéreo. El modo de tierra  $I_0$  se define como una componente similar a la componente de secuencia cero del sistema de componentes simétricas, por lo que se puede utilizar para localizar fallas a tierra. El modo aéreo  $I_\alpha$  es el modo más comúnmente usado para este tipo de análisis debido a que está presente en cualquier tipo de falla [17]. La Figura 3.8 b), muestra las componentes modales de corriente, ante la presencia de una falla monofásica que se muestra en la Figura 3.8 a). Se observa que la componente modal de tierra  $I_0$  es diferente de cero para este tipo de fallas. Por otro lado, la componente modal aérea  $I_\beta$  no presenta algún efecto ante la falla monofásica. Por lo tanto, el uso de la componente  $I_\beta$  para la localización de fallas no sería confiable si la falla que se presenta es una falla monofásica, puesto que no muestra algún indicativo de la ocurrencia de dicha falla, tal como se observa en la Figura 3.8 b).



**Figura 3.8 Transformación modal (falla monofásica): a) corrientes, b) componentes modales**

A diferencia del caso anterior, la componente modal de tierra  $I_0$  para una falla trifásica es igual a cero como se observa en la Figura 3.9 b). De modo que, si la componente modal de tierra es cero, la falla se puede identificar como una falla sin conexión a tierra. Asimismo, pese a que ambas componentes aéreas se encuentran presentes para este tipo de falla, la componente modal  $I_\alpha$  se

utiliza para el análisis mediante wavelet por estar presente en todos los tipos de falla, a diferencia de  $I_{\beta}$ , como se mencionó no muestra algún cambio en su comportamiento ante una falla monofásica.

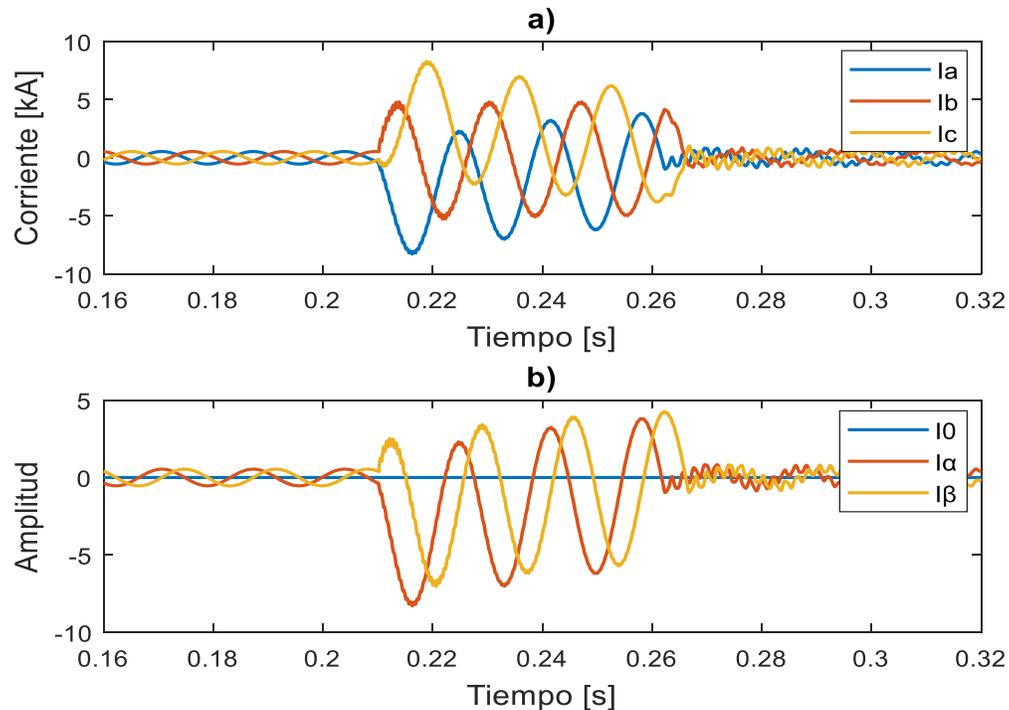


Figura 3.9 Transformación modal (falla trifásica): a) corrientes, b) componentes modales

### 3.5.3 Algoritmo de localización de fallas en líneas de transmisión de dos terminales

La localización de fallas por medio de la *DWT* consiste en determinar el tiempo que toma el frente de onda en propagarse desde el punto donde ocurre una falla hasta el extremo de la línea donde se realiza la medición [26]. Si se conoce la velocidad con la que viaja la onda, entonces es posible calcular la distancia recorrida por la onda, es decir, la distancia a la falla. La velocidad de propagación de las ondas es cercana a la velocidad de la luz y es proporcional a los parámetros de la línea, inductancia  $L$  y capacitancia  $C$ . La velocidad de propagación de onda para una línea de transmisión sin pérdidas se puede determinar por medio de:

$$v = \frac{1}{\sqrt{LC}} \tag{3.15}$$

Las componentes de alta frecuencia presentes en una señal con información en el dominio del tiempo se pueden extraer mediante la transformada discreta de wavelet, capaz de determinar los tiempos de llegada de las ondas viajeras con gran precisión.

Cuando ocurre una falla en la línea de transmisión se generan ondas que tienen energía en un amplio espectro de frecuencias. La energía útil para la localización de fallas se encuentra principalmente en el rango de 20 kHz a 2 MHz [51]. En tal sentido, para el análisis se utiliza una frecuencia de muestro de 1MHz, en todas las simulaciones. Por otra parte, como se ha mencionado una característica principal de las wavelets es el decaimiento rápido y oscilante, que se relaciona con la ubicación en el tiempo y la frecuencia de componentes presentes en la corriente de falla. En general, las wavelets con cambios suaves de magnitud en un corto periodo como la wavelet Symmlet indican una mejor representación en frecuencia a diferencia de las wavelets con cambios bruscos como la wavelet Haar [42]. Lo contrario aplica para la representación en tiempo. Una de las wavelets madre más utilizadas en una amplia gama de aplicaciones de sistemas de potencia es la wavelet Daubechies, ideal para detectar componentes de corta duración, decaimiento rápido y oscilantes, típicos de los sistemas eléctricos de potencia. Además, de acuerdo con [46,52], después de una variedad de estudios bajo diferentes condiciones de falla, resulta que la wavelet Daubachies 4 (db4) es más efectiva para detectar fallas en líneas de transmisión. De esta manera, el algoritmo de localización utiliza la wavelet db4 para el MRA de las corrientes de falla.

Por otro lado, el nivel de descomposición se determina de acuerdo con la frecuencia de muestreo de la señal y el nivel de detalle requerido [46]. En el análisis se utiliza el tercer nivel de detalle  $cD_3$  como el nivel que mejor representa las ondas viajeras debido al rango de frecuencias involucradas (125 kHz – 62.5 kHz). Por lo tanto, el  $cD_3$  se utiliza para determinar los tiempos de llegada de los frentes de onda a los extremos de la línea. Si los tiempos se determinan con una gran precisión, la ubicación de la falla se puede obtener mediante la diferencia entre los primeros tiempos de llegada en cada extremo de la línea (método de dos terminales) o mediante los primeros dos picos consecutivos de la señal de onda viajera (método de un terminal). El método de dos terminales determina la distancia a la falla mediante la diferencia de tiempos entre la primera onda que llega al terminal G y al terminal H,  $t_{G1}$  y  $t_{H1}$ , respectivamente de acuerdo con el diagrama de Lattice de la Figura 3.7. Por lo tanto, la ubicación de la falla se determina mediante [16]:

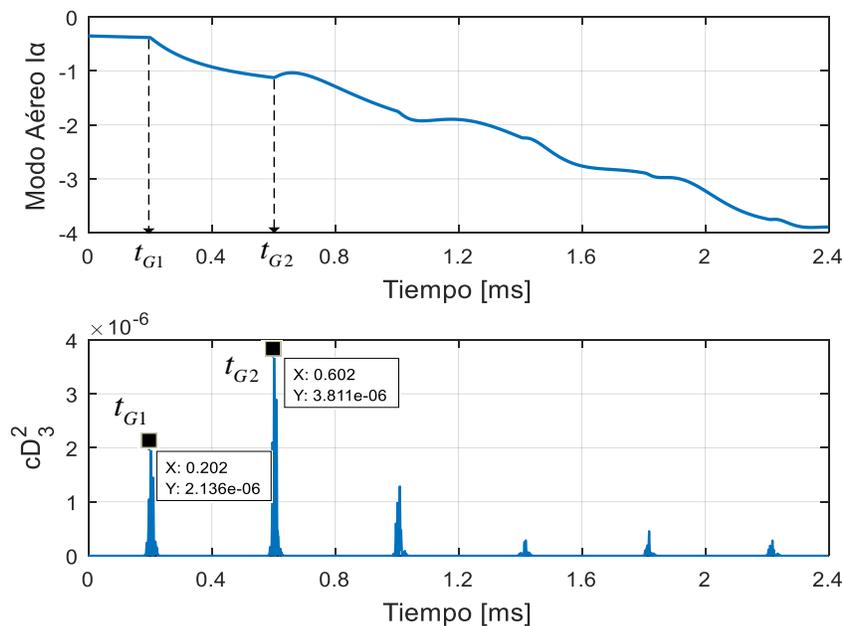
$$d = \frac{\ell - v(t_{H1} - t_{G1})}{2} \tag{3.16}$$

Donde  $v$  es la velocidad de progresión y  $\ell$  es la longitud de la línea entre las terminales.

El método de una terminal determina la ubicación de la falla mediante la diferencia de tiempos entre los primeros dos picos consecutivos que llegan al terminal G,  $t_{G1}$  y  $t_{G2}$  de acuerdo con el diagrama de la Figura 3.7. Por lo tanto, la ubicación de la falla se determina mediante [16]:

$$d = \frac{v(t_{G2} - t_{G1})}{2} \tag{3.17}$$

Retomando las componentes modales de las señales de corriente trifásica de la Figura 3.9, se analiza el modo aéreo  $I_\alpha$ . La falla se presenta a una distancia de 60 km desde el terminal G, si el instante en el que inicia la falla se toma como el tiempo de referencia igual a cero, entonces el tiempo de arribo de las TW se determina como se observa en la Figura 3.10. A partir del perfil de energía del coeficiente de detalle  $cD_3$ , se determinan los dos primeros picos máximos que representan el tiempo de viaje de la TW al extremo de la línea.



**Figura 3.10 Detección de los tiempos de arribo de frente de onda**

Los tiempos de arribo  $t_{G1}$  y  $t_{G2}$  son 0.202 ms y 0.602 ms, respectivamente. La velocidad de propagación de onda es de 298507 km/s, la cual se obtiene utilizando la longitud total de la línea y

el tiempo de viaje de la onda medido en el extremo G, al energizar la línea mientras la terminal H está abierta. Con la velocidad de propagación y los tiempos de arribo, se determina la ubicación de la falla mediante (3.17):

$$d = \frac{298507 \left( (0.602 - 0.202) * 1 \times 10^{-3} \right)}{2} = 59.701 \text{ km}$$

De esta manera se observa como a partir del tiempo de llegada de las TW se puede obtener la ubicación de la falla con una buena precisión. Sin embargo, para el método de una terminal a diferencia del método de dos terminales se tiene que tomar en cuenta la incidencia de la segunda onda, en especial para fallas que involucran conexión a tierra. La segunda onda que incide en el extremo de la línea puede ser una onda reflejada desde el punto de falla o una onda refractada proveniente del extremo remoto [51]. Esto depende si la falla ocurre en la primera o segunda mitad de la longitud de la línea. En el caso de que la falla se presente antes de la mitad de la longitud de la línea como se observa en la Figura 3.11, la segunda onda que incide sobre el extremo más cercano a la falla será una onda reflejada. La Figura 3.11 muestra el diagrama de Lattice y el perfil de energía del coeficiente de detalle registrado en cada extremo de la línea durante una falla monofásica a 60 km.

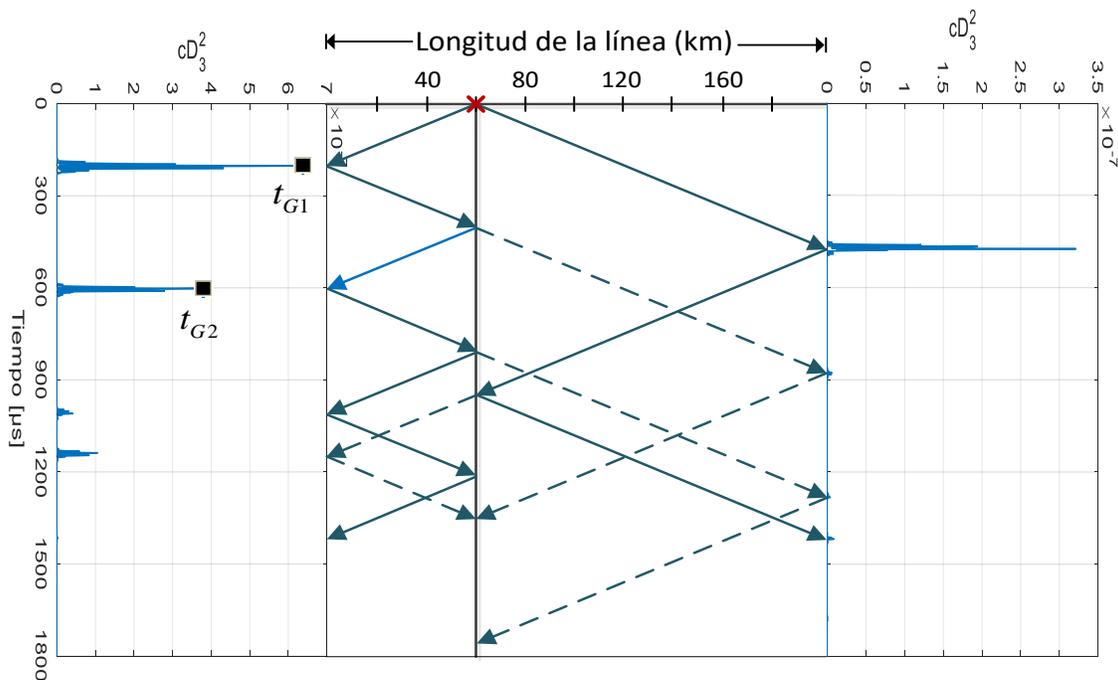


Figura 3.11 Perfil de energía del coeficiente de detalle y diagrama de Lattice (falla en la primera mitad de la línea)

La segunda onda que llega al terminal G es una onda que se refleja desde el punto de falla (línea azul). De esta manera la ubicación de la falla se determina mediante la ecuación (3.17). Por otro lado, cuando la falla ocurre después de la mitad de la línea como se observa en la Figura 3.12, la segunda onda que incide sobre el terminal G llega más rápido desde el extremo remoto que del punto de falla. De este modo la segunda onda será una onda refractada proveniente del extremo remoto (línea azul). En este caso la falla monofásica se presenta a 120 km desde el terminal G.

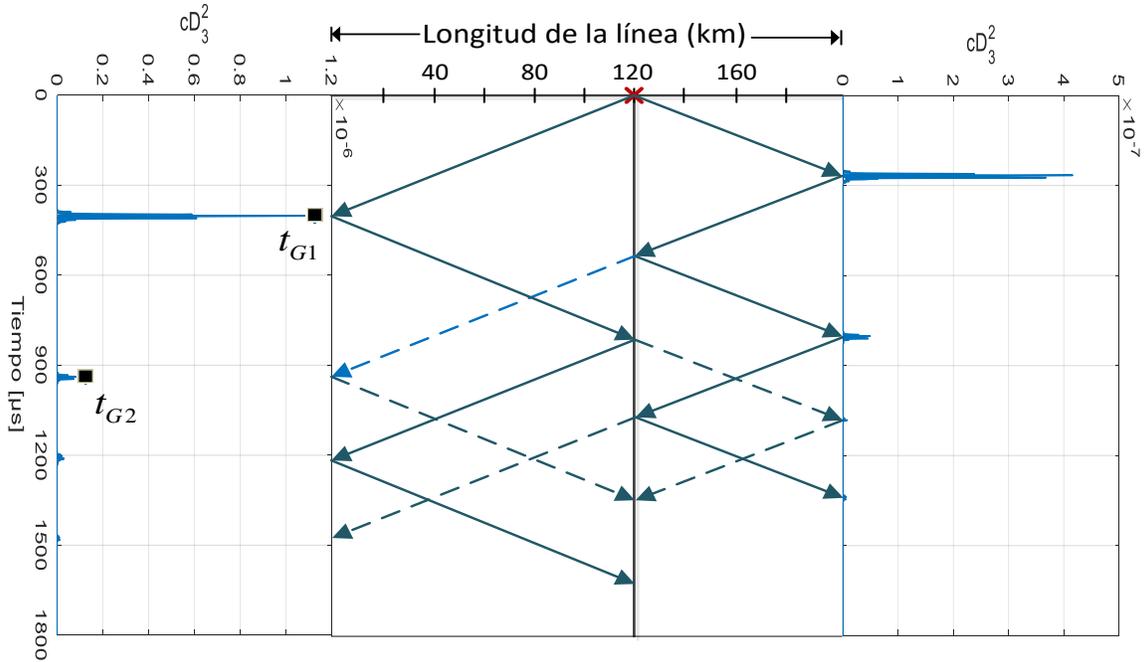


Figura 3.12 Perfil de energía del coeficiente de detalle y diagrama de Lattice (falla en la segunda mitad de la línea)

Los tiempos de arribo  $t_{G1}$  y  $t_{G2}$  son  $402 \mu s$  y  $938 \mu s$ , respectivamente, si la ubicación de la falla se determina mediante (3.17) se obtiene:

$$d = \frac{298507((402 - 938) * 1 \times 10^{-6})}{2} = 79.999 \text{ km}$$

Esto resulta en un gran error en la estimación de la distancia de falla. Por consiguiente, cuando la falla se presenta después de la mitad de la línea se determina por medio de (3.18) [16], considerando que la segunda onda incidente en el terminal G proviene del extremo remoto y no del punto de falla.

$$d = \ell - \frac{v(t_{G2} - t_{G1})}{2} \quad (3.18)$$

Por lo tanto, la ubicación de la falla aplicando (3.18) da como resultado  $d = 120$  km, que es la distancia real donde se presenta la falla. Además, el algoritmo de localización tiene que ser capaz de discriminar entre fallas a tierra y fallas entre fases, debido a que en las corrientes de falla a tierra se registran las ondas refractadas que provienen del terminal remoto. Esto se logra mediante la componente modal de tierra  $I_0$ , la cual es diferente de cero cuando la falla involucra conexión a tierra [53]. De este modo, el algoritmo puede distinguir las fallas a tierra cuando  $I_0$  es diferente de cero. Asimismo, se debe de conocer si una falla ocurre antes o después de la mitad de la línea. Si se conoce el instante de tiempo en el que ocurre la falla cuando las ondas viajeras que se generan comienzan a propagarse a lo largo de la línea y se determina el instante de tiempo en el que incide la primera onda sobre el terminal G, se puede localizar la sección donde ocurre la falla [16]. La diferencia entre el tiempo de arribo de la primera onda viajera  $T_{G1}$  y el tiempo en el que se presenta o inicia la falla ( $TIF$ ), da como resultado el tiempo que tarda la onda generada en recorrer la distancia desde el punto de falla hasta el terminal G. A este tiempo se le conoce como tiempo de viaje de la onda ( $TT$  por sus siglas en inglés) y se define como:

$$TT_G = T_{G1} - TIF \quad (3.19)$$

Comparando el tiempo de viaje de la primera onda con el tiempo que tarda la onda en recorrer la mitad de la longitud de la línea, se determina si la falla ocurre en la primera o en la segunda sección de la línea, de la siguiente manera:

$$TT_G < \frac{\ell}{2 * v} \quad (3.20)$$

Si el tiempo de viaje de la primera onda  $TT_G$  es menor al tiempo que tarda la onda en recorrer la mitad de la longitud de la línea, la falla se localiza en la primera sección, es decir, en la primera mitad de la línea. Por el contrario, si el tiempo  $TT_G$  es mayor, la falla se localiza en la segunda mitad de la línea. Una vez que la sección de falla se localiza se puede determinar la ubicación exacta. La Figura 3.13 muestra el diagrama de flujo del algoritmo de localización de fallas en el cual se exhibe el procedimiento que se desarrolla para ubicar la falla.

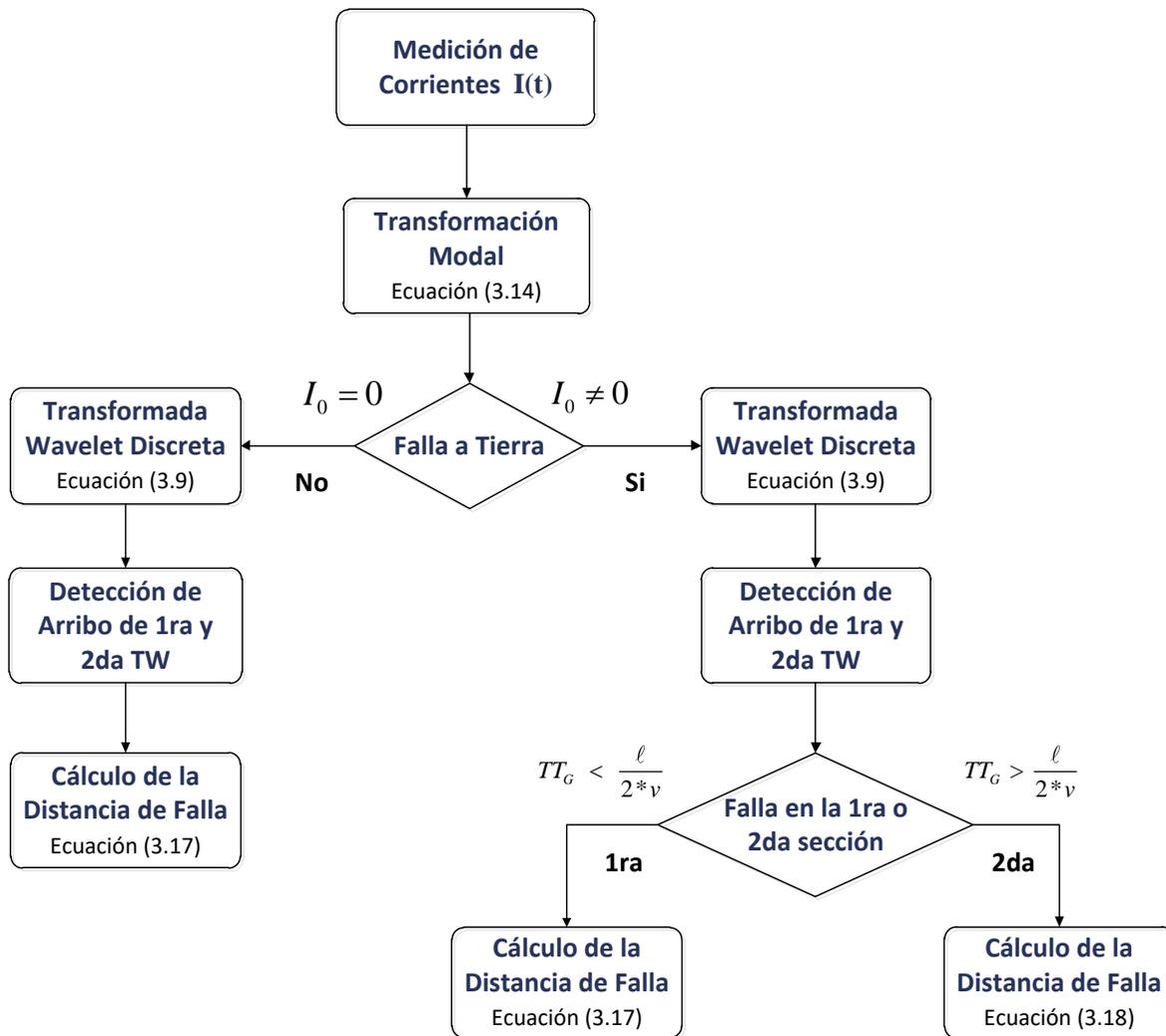


Figura 3.13 Diagrama de flujo de localización de fallas en líneas de transmisión de dos terminales con medición en un extremo

El algoritmo utiliza la corriente medida en el terminal G, debido a que presentan menos distorsión que las señales de voltaje, lo cual facilita el análisis con la *DWT* para la detección de los tiempos de propagación de onda. De este modo, la corriente medida se transforma en componentes modales mediante la transformación de Clarke (ecuación 3.13). De estas componentes se utiliza  $I_0$  para determinar si la falla que se presenta es una falla a tierra. Asimismo, se utiliza la componente  $I_\alpha$  para extraer los tiempos de llegada de las ondas viajeras mediante la transformada discreta de wavelet. Por medio de un valor de umbral se descartan algunas ondas del coeficiente de detalle  $cD_3$  para extraer únicamente la primera y segunda onda que llega al terminal G. El valor de umbral se

determina observando la magnitud del coeficiente de detalle en las simulaciones. De este modo, si ocurre una falla entre fases se pueden ubicar mediante (3.17). Sin embargo, si se presenta una falla a tierra primero se determina en que sección de la línea se encuentra mediante la expresión (3.20), y posteriormente, se localiza con mayor precisión. Si la falla está en la primera sección, antes de la mitad de la longitud total, la falla se ubica mediante (3.17). Por el contrario, si la falla se encuentra en la segunda sección, la falla se ubica por medio de (3.18).

### 3.5.4 Algoritmo de localización de fallas en líneas de transmisión multiterminales

Este algoritmo a diferencia del anterior que determina la ubicación de la falla mediante los tiempos de incidencia de las dos primeras ondas viajeras, utiliza únicamente el primer frente de onda registrado en cada terminal de la línea [17]. Comparando el tiempo de llegada de la TW entre dos terminales y conociendo la velocidad de propagación de onda, se determina la ubicación de la falla mediante (3.16). Además, este algoritmo no requiere clasificar el tipo de falla puesto que no utiliza la segunda onda viajera que incide en los extremos de la línea. La Figura 3.14 muestra la configuración general de una línea de transmisión multiterminal, donde **T** representa las terminales; **P** representa los puntos de conexión de las líneas en derivación con la línea principal o troncal.

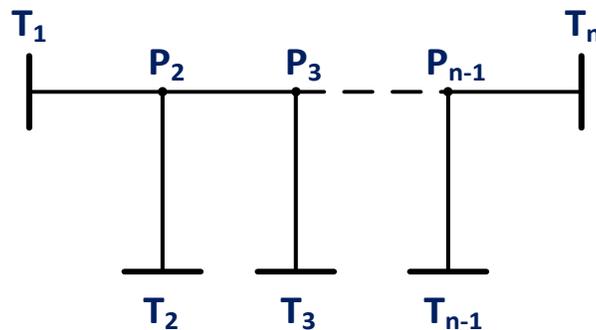


Figura 3.14 Configuración de línea de transmisión multiterminal

Dado que las TW toman diferentes trayectorias desde el punto de falla hacia los extremos, las ondas llegarán con diferentes retardos de tiempo a cada terminal. Estos retardos de tiempo se utilizan para identificar la sección donde se localiza la falla. De modo que, si se conoce el tiempo que tarda

la TW en recorrer diferentes secciones de la línea y se compara con los tiempos de viaje  $TT$  medidos en cada terminal, se puede determinar la sección de falla [20]. Por medio de (3.19), conociendo el instante de tiempo en el que inicia la falla  $TIF$ , se determinan los tiempos de viaje de la onda a cada extremo  $(TT_1, TT_2, \dots, TT_n)$ , donde  $n$  es el número de terminales. De esta manera, la sección donde se ubica la falla se determina como se muestra en el diagrama de la Figura 3.15, con referencia a la Figura 3.14, donde  $l_{T_1-P_2}$  es la longitud de la línea de transmisión entre el terminal  $T_1$  y el punto de conexión  $P_2$  (de manera similar para las longitudes restantes del diagrama).

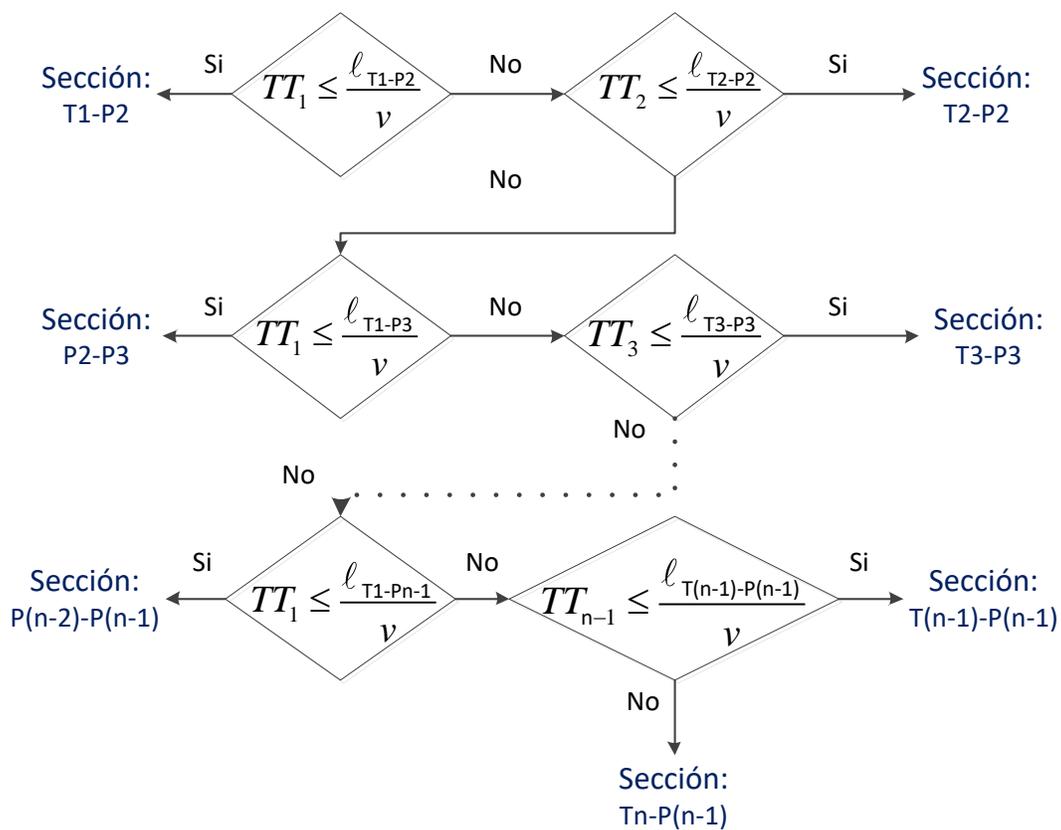


Figura 3.15 Diagrama de localización de la sección de falla

En el diagrama de la Figura 3.15 se compara el tiempo de propagación de la onda del terminal 1 ( $TT_1$ ) con el tiempo de propagación de la onda desde el terminal de referencia  $T_1$  a cada punto de conexión  $(P_2, P_3, \dots, P_{n-1})$  de las líneas en derivación con la línea principal  $(T_1 - T_n)$ , tal como se

muestra en la expresión (3.21), donde  $j = 2, 3, \dots, (n-1)$ . Cuando  $TT_1$  es menor al tiempo de viaje de la onda en la primera sección de la línea  $T_1 - P_2$ , la falla se localiza en dicha sección  $T_1 - P_2$ . El tiempo que tarda la onda en recorrer determinada sección se establece a través de la longitud de la sección a analizar  $\ell_{T_1-P_j}$  y la velocidad de propagación  $v$  [16].

$$TT_1 \leq \frac{\ell_{T_1-P_j}}{v} \quad (3.21)$$

De manera general cuando  $TT_1$  es menor, la sección donde se localiza la falla será  $P_{j-1} - P_j$ . Por otro lado, cuando  $TT_1$  es mayor, se procede a comparar el tiempo de viaje de onda de la terminal 2 en derivación con el tiempo que tarda la onda en recorrer dicha línea en derivación. Esto se muestra de manera general en la expresión (3.22), donde  $\ell_{T_j-B_j}$  es la longitud de la línea en derivación entre la terminal  $T_j$  y el punto de conexión  $P_j$ . En el caso de la Figura 3.15 cuando  $TT_2$  es menor al tiempo que tarda la onda en recorrer la línea en derivación  $T_2 - P_2$ , la falla se ubicará en la misma sección de línea  $T_2 - P_2$ .

$$TT_j \leq \frac{\ell_{T_j-P_j}}{v} \quad (3.22)$$

De manera general cuando  $TT_j$  es menor, la sección donde se localiza la falla será  $T_j - B_j$ . Por el contrario, cuando  $TT_j$  es mayor el proceso continúa nuevamente evaluando la expresión (3.21) y (3.22) con los tiempos de viaje de onda de la siguiente sección de línea. Una vez que se determina la sección de falla se puede localizar con mayor precisión el punto donde se presenta, de manera similar a (3.15), basada en el método de dos terminales como se muestra en la siguiente ecuación [23]:

$$d = \frac{\ell_{jk} - v(t_j - t_k)}{2} \quad (3.23)$$

Donde  $\ell_{jk}$  es la longitud de la línea entre las terminales  $j$  y  $k$ ;  $t_j$  y  $t_k$  representan el tiempo de arribo del primer frente de onda a la terminal  $j$  y  $k$ , respectivamente. Los índices  $j$  y  $k$  dependen

de la sección de falla. Si la sección de falla se encuentra en  $P_{j-1}-P_j$ , entonces  $k = j-1$ . Sin embargo, cuando la sección de falla se localiza en  $T_j-P_j$ , el índice  $k$  corresponderá a la terminal más cercano a la falla después del terminal  $T_j$ . En forma general en la Figura 3.16 se muestra el diagrama de flujo del algoritmo de localización de fallas en líneas de transmisión multiterminal.

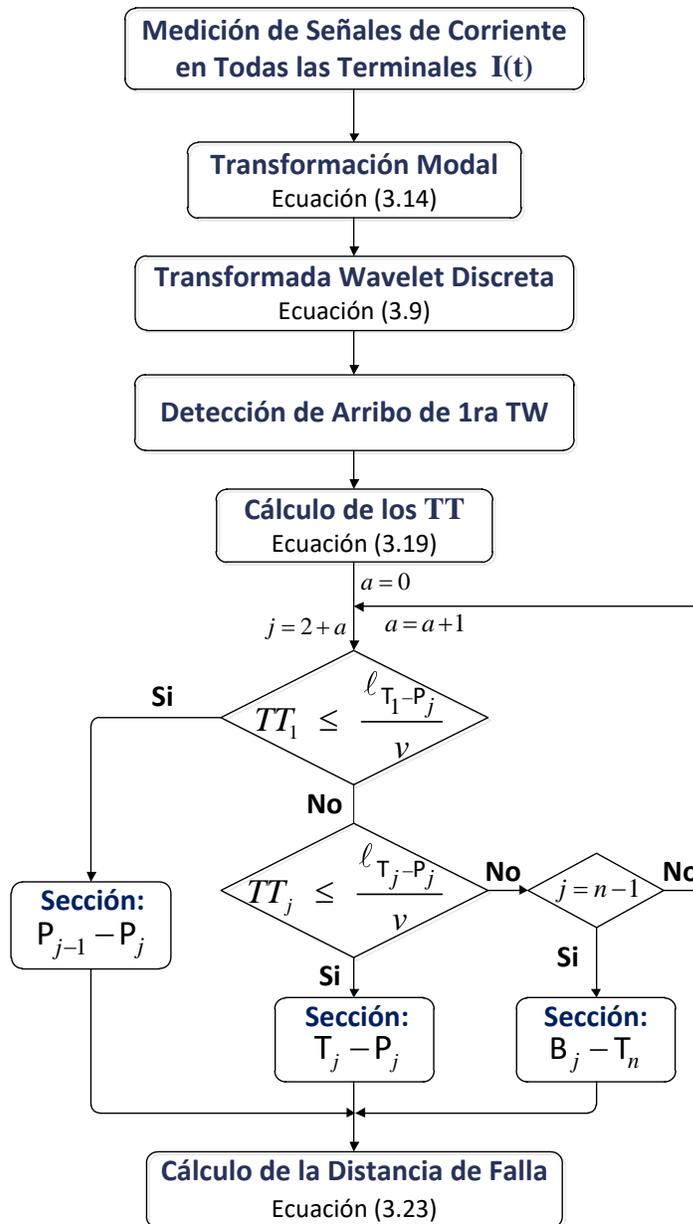


Figura 3.16 Diagrama de flujo del algoritmo multiterminal

Este algoritmo utiliza las mediciones de corriente  $I(t)$  en tiempo real de todas las terminales de la línea. Las mediciones de corriente se transforman en componentes modales mediante la transformada de Clarke (3.14). La componente modal  $I_\alpha$  se analiza para extraer los tiempos de arribo de las ondas viajeras por medio de la  $DWT$ . Mediante un valor de umbral se descartan algunas ondas del coeficiente de detalle  $cD_3$  para extraer únicamente la primera onda que llega a cada terminal. Conociendo el tiempo de inicio de falla  $TIF$  se determinan los tiempos de viaje de la onda  $TT$  mediante la ecuación (3.19). Estos tiempos de viaje de onda se comparan con el tiempo que tarda la onda en recorrer ciertas secciones específicas de la línea, para localizar la sección donde ocurre la falla. El tiempo que tarda la onda en recorrer determinada sección se establece a través de la longitud de la sección a analizar  $\ell_{jk}$  y la velocidad de propagación  $v$ .

El algoritmo compara el tiempo de viaje del terminal 1 ( $TT_1$ ) con el tiempo de viaje de determinada sección de la línea principal ( $T_1 - P_j$ ), como se observa en la expresión (3.21). Si  $TT_1$  es menor, la sección de falla será  $P_{j-1} - P_j$ . Si  $TT_1$  es mayor la falla no se localiza en dicha sección, por lo que se procede a comparar el tiempo de viaje de onda del terminal en derivación ( $TT_j$ ) con el tiempo de la misma línea en derivación ( $T_j - P_j$ ), como se observa en la expresión (3.22). Si  $TT_j$  es menor, la falla se localiza en la línea en derivación analizada  $T_j - P_j$ . De lo contrario el proceso se repite en las secciones de línea restantes. Finalmente, cuando la sección de falla es localizada se determina con mayor precisión el punto de falla, mediante los  $TT$  correspondientes a la sección identificada, la longitud entre las terminales de la sección  $\ell_{jk}$  y la velocidad de propagación  $v$ , por medio de (3.23).

En el siguiente capítulo se presenta el desempeño de este algoritmo en la localización de fallas para diferentes topologías de líneas de transmisión.

# Capítulo 4

## Localización de fallas mediante el algoritmo basado en la DWT

### 4.1 Introducción

Independientemente de la técnica empleada en los algoritmos de localización, un método confiable de ubicación de fallas debe proporcionar una precisión aceptable en la distancia estimada bajo diferentes tipos de fallas, resistencias de falla, ángulos de inicio de falla y ubicaciones. Especialmente, los métodos de localización de fallas basados en el análisis de transitorios se deben evaluar bajo dos condiciones principales [23]:

- 1) Fallas que se presentan en el instante de tiempo cuando el ángulo de la forma alterna de voltaje sea cercano a cero (ángulo de inicio de falla cercano a cero), donde las componentes transitorias tienen magnitudes muy pequeñas.
- 2) Fallas cercanas al punto de medición, donde los componentes transitorios son de frecuencias muy altas.

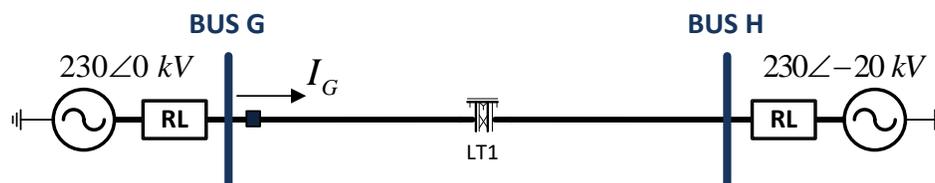
Distintos métodos de localización de fallas se han evaluado bajo estas condiciones [15,16,17,54], donde se muestra cómo influye el ángulo de inicio de falla y la resistencia en cada algoritmo de localización propuesto. Por lo tanto, de acuerdo con estas consideraciones se evalúa el desempeño del algoritmo de localización de fallas basado en la transformada discreta de wavelet y se presentan los casos de estudio para diferentes topologías de líneas de transmisión. Mediante simulaciones en la plataforma PSCAD/EMTDC se realizan estudios de las líneas de transmisión cuando se presentan fallas monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y trifásica. De esta manera, las mediciones de corriente se exportan a MATLAB como entradas para el algoritmo de localización. El porcentaje de error se calcula por medio de (2.11).

## 4.2 Líneas de transmisión convencionales

Las líneas de transmisión convencionales son aquellas líneas de transmisión de dos terminales. En los siguientes casos de estudio se evalúa el desempeño del algoritmo de localización de fallas en líneas de transmisión convencionales, como lo son la línea de transmisión radial y la línea de transmisión de doble circuito.

### 4.2.1 Configuración de línea de transmisión radial

La configuración de línea de transmisión radial es la más sencilla, ya que solo tiene un circuito para la transferencia de energía eléctrica entre dos terminales. La Figura 4.1 presenta el diagrama unifilar de la línea de transmisión trifásica con nivel de tensión de 230 kV. La longitud de la línea es de 200 km con dos conductores por fase. Para este caso los datos de conductores y de configuración de la torre son los mismo que se presentan en el capítulo 2 en la sección 2.6.1.



**Figura 4.1** Línea de transmisión radial

En esta topología se evalúa el algoritmo de localización de fallas basado en la medición de corrientes en un extremo de la línea, en este caso nodo G. De esta manera se realizan estudios con distintos tipos de falla y valores de resistencia de hasta 100  $\Omega$  a cada 0.1 pu de longitud de la línea, correspondiente a cada 20 km. La Tabla 4.1 muestra algunos resultados obtenidos al implementar el algoritmo de localización, con una velocidad de propagación de onda de 298507 km/s. Estos resultados corresponden a fallas trifásicas, bifásicas a tierra y monofásicas, con resistencia de falla de 100, 50 y 0  $\Omega$ , respectivamente. Para cada tipo de falla se muestra la distancia estimada, el porcentaje de error y el error absoluto en kilómetros.

En la Tabla 4.1 se observa que los errores son menores cuando la falla se presenta antes de la mitad de la longitud de la línea en los tres tipos de falla. Sin embargo, los errores se incrementan un poco cuando la falla ocurre posterior a la mitad de la línea. Esto se debe al efecto de las ondas refractadas

del extremo remoto y a la distancia que recorre la onda, ya que su energía disminuye conforme viaja sobre la línea, se refleja y refracta. Por lo tanto, el registro de la 2da onda viajera se vuelve más complicado, lo cual afecta en la precisión de la ubicación de la falla para ciertos casos.

**Tabla 4.1 Porcentaje de error de la localización de fallas en la línea de transmisión radial**

Tipo R <sub>f</sub>	ABC 100 Ω			ABG 50 Ω			AG 0 Ω		
	Distancia estimada (pu)	Error (%)	Error absoluto (km)	Distancia estimada (pu)	Error (%)	Error absoluto (km)	Distancia estimada (pu)	Error (%)	Error absoluto (km)
<b>0.1</b>	0.1015	0.15	0.299	0.1015	0.15	0.299	0.1015	0.15	0.299
<b>0.2</b>	0.1970	0.30	0.597	0.1970	0.30	0.597	0.1970	0.30	0.597
<b>0.3</b>	0.2985	0.15	0.299	0.2985	0.15	0.299	0.2985	0.15	0.299
<b>0.4</b>	<b>0.4000</b>	<b>0.00</b>	<b>0.000</b>	<b>0.4000</b>	<b>0.00</b>	<b>0.000</b>	<b>0.4000</b>	<b>0.00</b>	<b>0.000</b>
<b>0.5</b>	0.5015	0.15	0.299	0.4985	0.15	0.299	0.4985	0.15	0.299
<b>0.6</b>	0.6060	0.60	1.194	0.6000	0.00	0.000	0.6000	0.00	0.000
<b>0.7</b>	0.7045	0.45	0.896	0.6985	0.15	0.299	0.6985	0.15	0.299
<b>0.8</b>	0.8000	0.00	0.000	<b>0.8090</b>	<b>0.90</b>	<b>1.791</b>	<b>0.8090</b>	<b>0.90</b>	<b>1.791</b>
<b>0.9</b>	<b>0.9075</b>	<b>0.75</b>	<b>1.493</b>	0.8925	0.75	1.493	0.8925	0.75	1.493

Por ejemplo, el máximo error que se obtiene se presenta en la falla ABG y AG a una distancia real de 0.8 pu (160 km). El error bajo esta condición es de 0.9% el cual representa 1.791 km de distancia para ambos tipos de falla. En el caso de la falla ABC el máximo error ocurre a una distancia real de 0.9 pu (180 km), obteniendo 0.75% (1.493 km) de error. Por el contrario, cuando la falla se presenta a 0.4 pu (80 km) de distancia, el algoritmo ubica la falla con gran precisión en los tres casos, de tal manera que no existe error en la localización. Esto se muestra en la Figura 4.2, la detección de los tiempos de arribo de los frentes de onda  $t_{G1}$  y  $t_{G2}$  son 0.266 y 0.802 ms, respectivamente. De este modo la ubicación de la falla se determina de forma precisa, considerando que ocurre antes de la mitad de la longitud de la línea (0.4 pu) de forma que:

$$d = \frac{298507.46 * ((0.802 - 0.266) * 1 \times 10^{-3})}{2} = 80 \text{ km}$$

Los errores obtenidos para las fallas a tierra ABG y AG son iguales, lo que indica que el algoritmo no se ve afectado por la resistencia de falla independientemente del tipo de falla a tierra. La Figura 4.3 presenta el porcentaje de error que se obtiene de la localización de falla monofásica y trifásica a lo largo de la línea con resistencia de 100, 50 y 0  $\Omega$ . En ambas gráficas las líneas se encuentran superpuestas, puesto que el error es el mismo con las diferentes resistencias de falla. En el caso de la falla monofásica (Figura 4.3 a) a una distancia de 0.5 pu el error es de 0.15 % (0.299 km) con una resistencia de 0.01 y 100  $\Omega$ , mientras que con una resistencia de 50  $\Omega$  el error cambia a 0.44 % (0.895 km).

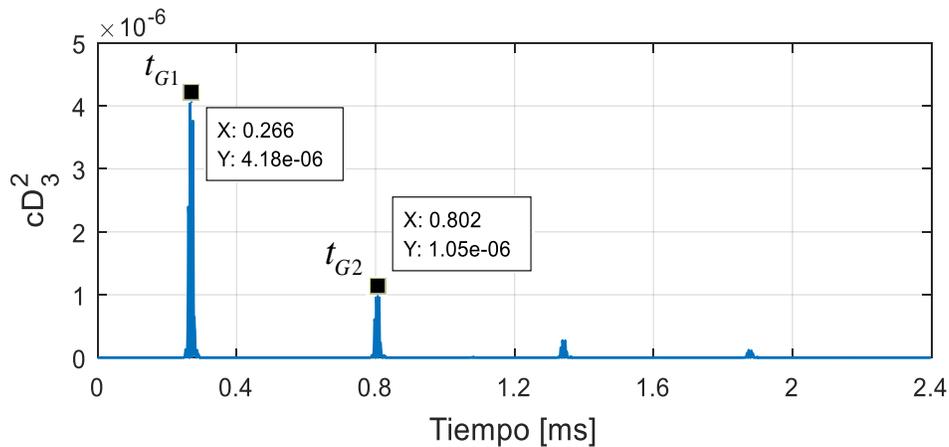


Figura 4.2 Frentes de onda de falla ABC, ABG y AG a 0.4 pu de distancia

El máximo error en la falla trifásica (Figura 4.3 b) es de 0.75 % (1.49 km) bajo las diferentes resistencias de falla a una distancia real de 0.9 pu (180 km). De esta manera el algoritmo muestra un buen desempeño y precisión en la ubicación de la falla en la línea de transmisión radial. El error se mantiene dentro de un rango menor a 0.9 % sin incrementarse de manera considerable al aumentar la resistencia de falla. Además, de acuerdo con los resultados de la Tabla 4.1 y la gráfica de la Figura 4.3, es evidente que la resistencia de falla no influye en la precisión de la distancia estimada por el algoritmo de localización, puesto que los errores obtenidos son iguales en cada tipo de falla, independientemente de las resistencias consideradas.

De esta manera, el algoritmo de localización de fallas mediante la *DWT*, muestra un buen desempeño para esta topología de línea de transmisión radial. La Figura 4.4 muestra una comparación entre este algoritmo y el algoritmo de Takagi, donde se presenta el porcentaje de error correspondiente a fallas trifásicas, considerando una resistencia de falla de 50 y 100  $\Omega$ .

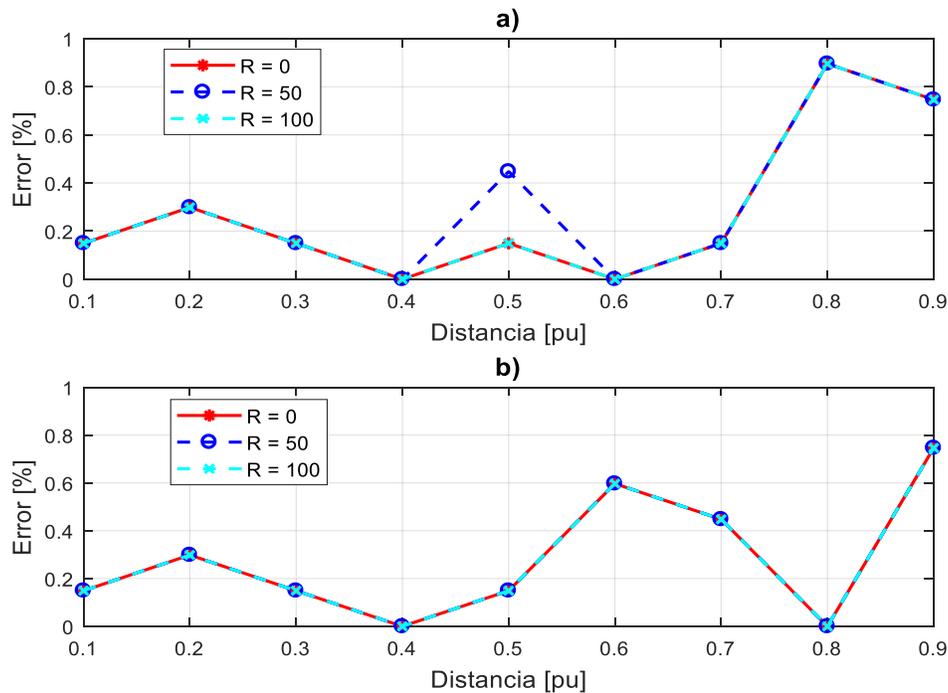


Figura 4.3 Porcentaje de error en la ubicación de la falla para la línea de transmisión radial: a) falla monofásica, b) falla trifásica

En la Figura 4.4 se observa que el error al implementar el algoritmo convencional de Takagi, presenta un comportamiento exponencial conforme aumenta la distancia al punto de falla, alcanzando valores de error de 1.6 %, aproximadamente, con ambos valores de resistencia de falla. Mientras que con el algoritmo basado en *DWT*, el error se mantiene por debajo de 0.8 %, para todas las fallas a lo largo de la línea. El comportamiento del error en este caso muestra valores un poco mayores para fallas al inicio de la línea, mientras que cerca del punto medio y al final de la línea, los errores disminuyen en comparación con el método de Takagi.

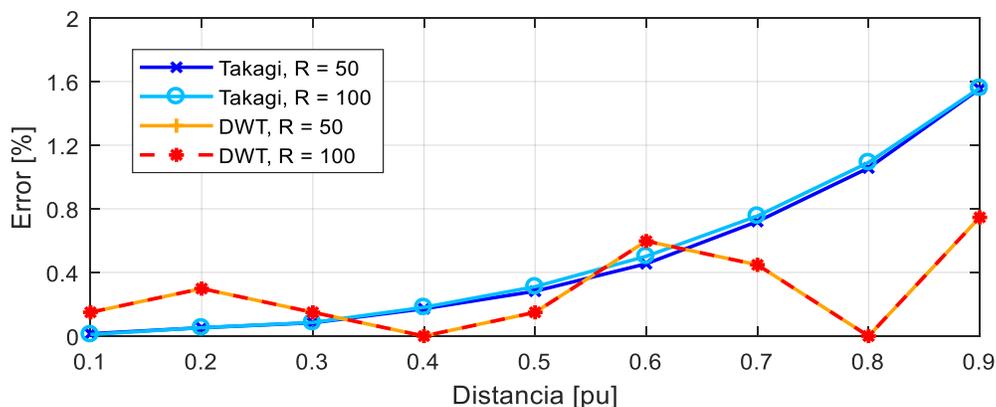


Figura 4.4 Porcentaje de error en la línea de transmisión radial mediante el método de Takagi y el método basado en la DWT

## 4.2.2 Configuración de línea de transmisión de doble circuito

El diagrama unifilar de la línea de transmisión de dos circuitos trifásicos se muestra en la Figura 4.5. Los circuitos comparten la misma torre de transmisión y el mismo nivel de tensión de 230 kV. La longitud de la línea es de 200 km con dos conductores por fase, conectada entre dos sistemas eléctricos de potencia a 60 Hz representados por equivalentes de red. Los datos de conductores y la configuración de la torre son los que se presentan en la sección 2.6.2.

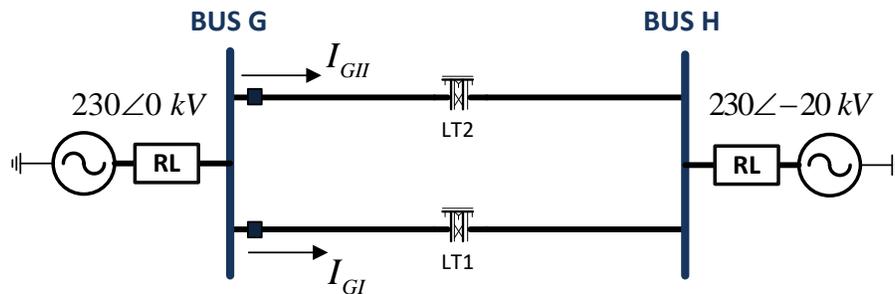


Figura 4.5 Línea de transmisión de doble circuito

Las mediciones de corrientes del sistema de potencia ante la presencia de diferentes fallas se utilizan como entradas para el algoritmo de localización. La Tabla 4.2 muestra la distancia estimada, el error en porcentaje y el error en kilómetros resultado de la aplicación del algoritmo de localización para fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas con resistencia de 100, 50 y 0  $\Omega$ , respectivamente. Se observa que en la falla ABC y AB se obtienen los mismos resultados en todos los casos de falla, por lo que el algoritmo no se ve afectado por la resistencia, independientemente del tipo de falla entre fases. El máximo error es de 0.45 % (0.896 km) en ambas fallas ABC y AB, cuando se presentan a 0.5 pu (100 km), mientras que para la falla AG el mismo error se obtiene a una distancia de 0.1 pu (20 km). Por otro lado, en los tres tipos de falla se presenta un caso en donde la falla se localiza de forma exacta sin haber error en la estimación. Esto sucede a una distancia de 0.6 pu (120 km) tal y como se observa en la Tabla 4.2 no existe error en la estimación de la distancia de falla.

Un aspecto importante a destacar es que el algoritmo estima la ubicación de la falla de tal manera que el error se mantiene por debajo de cierto valor de error, como se observa en el caso de la Figura 4.6. La falla monofásica de la Figura 4.6a), muestra el comportamiento del porcentaje de error con resistencias de falla de 0, 50 y 100  $\Omega$ . Al comparar los resultados se observa que el error se incrementa alrededor de 0.3 % con la resistencia de 100  $\Omega$ , respecto al error en la falla sólida entre 0.3 y 0.6 pu de distancia.

Tabla 4.2 Porcentaje de error en la ubicación de la falla en la línea de doble circuito

Tipo $R_f$	ABC 100 $\Omega$			AB 50 $\Omega$			AG 0 $\Omega$		
Distancia real (pu)	Distancia estimada (pu)	Error (%)	Error absoluto (km)	Distancia estimada (pu)	Error (%)	Error absoluto (km)	Distancia estimada (pu)	Error (%)	Error absoluto (km)
<b>0.1</b>	0.1015	0.15	0.299	0.1015	0.15	0.299	<b>0.0955</b>	<b>0.45</b>	<b>0.896</b>
<b>0.2</b>	0.2030	0.30	0.597	0.2030	0.30	0.597	0.2030	0.30	0.597
<b>0.3</b>	0.2985	0.15	0.299	0.2985	0.15	0.299	0.2985	0.15	0.299
<b>0.4</b>	0.3970	0.30	0.597	0.3970	0.30	0.597	0.4030	0.30	0.597
<b>0.5</b>	<b>0.4955</b>	<b>0.45</b>	<b>0.896</b>	<b>0.4955</b>	<b>0.45</b>	<b>0.896</b>	0.4985	0.15	0.299
<b>0.6</b>	<b>0.6000</b>	<b>0.00</b>	<b>0.000</b>	<b>0.6000</b>	<b>0.00</b>	<b>0.000</b>	<b>0.6000</b>	<b>0.00</b>	<b>0.000</b>
<b>0.7</b>	0.7015	0.15	0.299	0.7015	0.15	0.299	0.7015	0.15	0.299
<b>0.8</b>	0.8030	0.30	0.597	0.8030	0.30	0.597	0.8030	0.30	0.597
<b>0.9</b>	0.8985	0.15	0.299	0.8985	0.15	0.299	0.8985	0.15	0.299

El máximo error que se observa es de 0.59% (1.194 km), cuando la falla ocurre a 0.4 pu de distancia (80 km) con resistencia de 50 y 100  $\Omega$ . De este modo, el error se mantiene por debajo de 0.6 % de manera general en la falla monofásica.

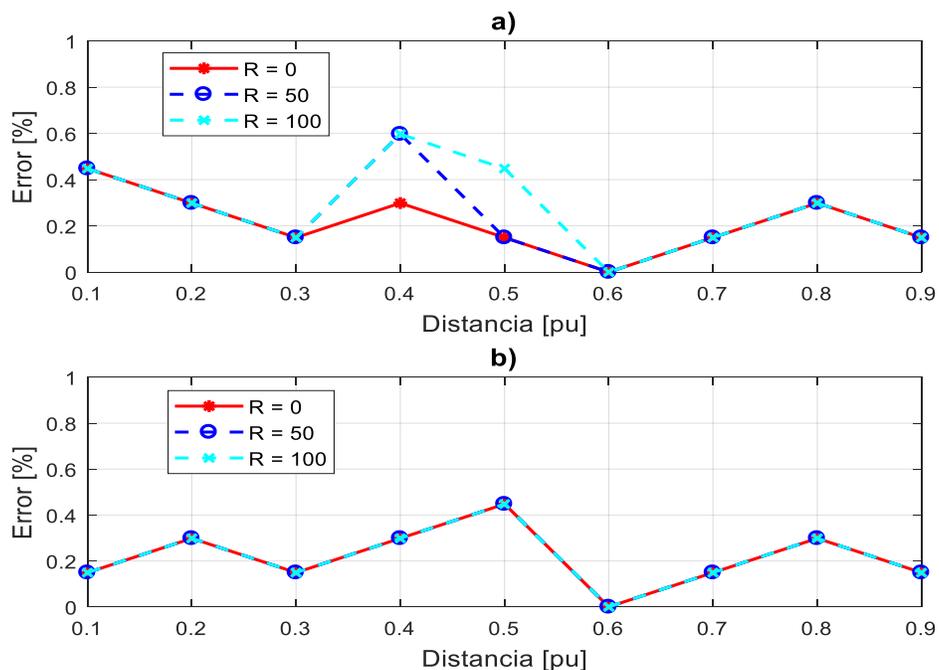
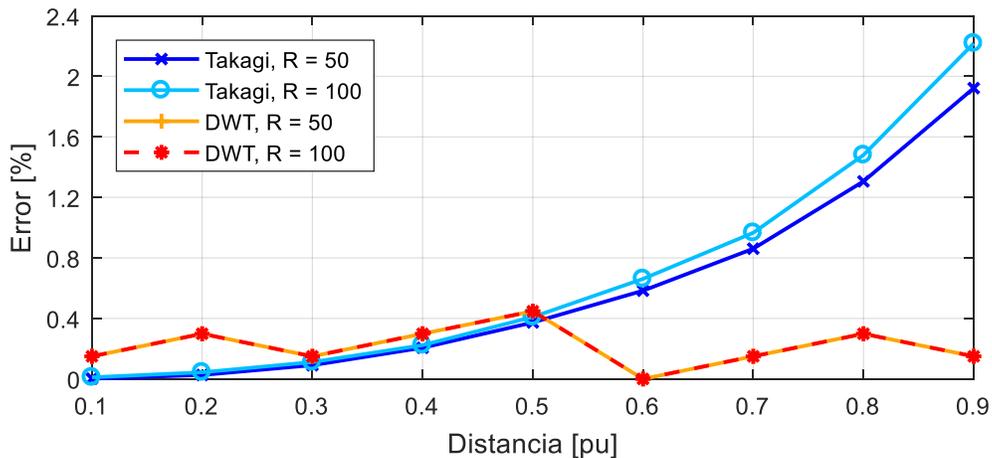


Figura 4.6 Porcentaje de error en la ubicación de la falla para la línea de transmisión de doble circuito: a) falla monofásica, b) falla trifásica

Es importante mencionar que el acoplamiento mutuo que existe entre los circuitos podría alterar la ubicación de fallas a tierra como se menciona en el capítulo 2. Sin embargo, de acuerdo a los resultados, es evidente que el algoritmo no se ve afectado por esta condición característica de las líneas de transmisión de doble circuito.

Por otro lado, en la falla trifásica de la Figura 4.6 b), el error que se observa de la localización con las diferentes resistencias de falla es el mismo en todos los puntos considerados a lo largo de la longitud de la línea. De acuerdo con esto, el algoritmo trabaja adecuadamente sin importar el valor de la resistencia de falla. Además, el error se mantiene por debajo de 0.5 %, puesto que el máximo error para la falla trifásica es de 0.45 % (0.896 km). Por lo tanto, el algoritmo muestra un buen desempeño al estimar el punto de falla con gran precisión, sin verse afectado por el valor de la resistencia de falla.

Por otra parte, la Figura 4.7 muestra una comparación entre el algoritmo de localización basado en la *DWT* y el algoritmo de Takagi, para el caso de fallas trifásicas considerando una resistencia de falla de 50 y 100  $\Omega$ . Se observa que el error resultante al implementar el algoritmo de Takagi, presenta un comportamiento exponencial conforme aumenta la distancia del punto de falla, obteniendo errores de 1.9 % y 2.2 %, a una distancia de 0.9 pu, con resistencia de falla de 50 y 100  $\Omega$ , respectivamente.



**Figura 4.7 Porcentaje de error en la línea de transmisión de doble circuito mediante el método de Takagi y el método basado en la DWT**

Con el algoritmo basado en la *DWT*, el porcentaje de error se mantiene por debajo de 0.45 % en todos los puntos de falla sobre la línea, con ambas resistencias de falla. Al igual que en el caso de la línea de transmisión radial, los errores son un poco mayores para fallas al inicio de la línea. A medida

que la distancia de falla aumenta, los errores disminuyen en comparación con los errores del método de Takagi que tienden a incrementarse de forma exponencial. Además, como se mencionó, el algoritmo basado en la *DWT* estima la ubicación de la falla sin verse afectado por la resistencia de falla, a diferencia del método de Takagi que presenta un mayor error conforme esta aumenta, tal como se observa en la Figura 4.7.

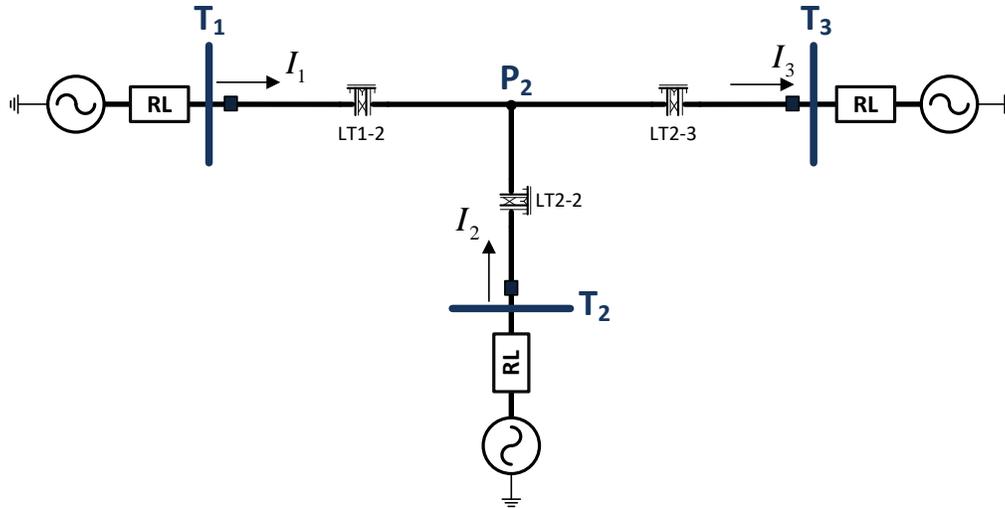
### 4.3 Líneas de transmisión no convencionales

En esta sección se consideran líneas de transmisión multiterminales, las cuales surgen a partir del crecimiento de los sistemas eléctricos de potencia en cuanto a fuentes de generación y cargas conectadas. En consecuencia, existe la tendencia hacia las líneas de transmisión multiterminales, las cuales se desarrollan con fines económicos o ambientales [17,18,19].

En los siguientes casos se presenta una línea de transmisión de tres terminales o de configuración en T y una línea de transmisión de seis terminales. En ambas topologías se realizan estudios con diferentes tipos de fallas en cada una de las secciones que conforman la línea multiterminal. Para estas topologías de líneas de transmisión, primeramente, se debe determinar la sección de la línea donde se ubica la falla, posteriormente se localiza el punto exacto de ubicación de la falla. Para cada caso de estudio se muestran en las secciones 4.3.1 y 4.3.2, un análisis detallado para diversas características de la falla.

#### 4.3.1 Configuración de línea de transmisión en T

Esta configuración de línea de transmisión a diferencia de las anteriores tiene un tercer terminal en derivación que se conecta en el punto  $P_2$  sobre la línea principal entre los terminales  $T_1$  y  $T_3$ , tal como se muestra en el diagrama unifilar de la Figura 4.8. La línea de transmisión tiene un nivel de tensión de 230 kV y una frecuencia de 60 Hz. Las secciones de la línea  $T_1 - P_2$  y  $P_2 - T_3$  tienen una longitud de 100 km, mientras que la sección de la línea en derivación  $T_2 - P_2$  es de 80 km de longitud. Los parámetros de los conductores y la configuración de la torre son los mismos de la línea de transmisión radial.



**Figura 4.8** Línea de transmisión de configuración en T

La localización de fallas se lleva a cabo mediante las señales de mediciones de corrientes en todos los extremos de la línea de transmisión. De esta forma se simula la presencia de diferentes tipos de falla en cada sección de la línea con distintos valores de resistencia. Al mismo tiempo se consideran diferentes ángulos de la forma alterna de voltaje, cuando inicia la corriente de falla (ángulo de inicio de falla) [16]. La Tabla 4.3 muestran algunos resultados aplicando el algoritmo multiterminal de localización fallas para varios escenarios. Se presenta la sección de falla, la distancia, la resistencia y el ángulo de inicio de falla en cada escenario. Es importante resaltar que todas las distancias están referenciadas al nodo 1 cuando la falla ocurre sobre la línea principal. Si la falla se presenta en alguna línea en derivación la distancia se calcula con referencia al extremo correspondiente a esa línea en específico.

En todos los casos donde se presenta una falla el algoritmo determina la sección fallada de forma correcta. Por consiguiente, examinando los resultados se observan porcentajes de error que van desde 0.01% hasta un máximo error de 0.63 % bajo las condiciones de falla analizadas. El error máximo resulta de una falla bifásica (AB) en la sección de línea  $T_1 - P_2$  a 25 km del nodo 1 con un ángulo de inicio de falla de  $150^\circ$ , el error que se obtiene es de 1.268 km. Este error es menor en comparación con los errores máximos obtenidos en [12,54], los cuales son de 1.9 km y 1.76 km, respectivamente.

**Tabla 4.3 Resultados de localización de fallas en la línea de configuración en T**

Sección de línea	Tipo de falla	Localización de la falla (km)	Resistencia de falla ( $\Omega$ )	Ángulo de inicio de falla	Distancia estimada (km)	% Error	Error absoluto (km)
<b>T1-P2</b>	AG	8	50	120°	8.806	0.40	0.806
	<b>AB</b>	<b>25</b>	<b>0</b>	<b>150°</b>	<b>23.732</b>	<b>0.63</b>	<b>1.268</b>
	ABC	42	100	60°	41.045	0.48	0.955
	AC	69	200	30°	68.507	0.25	0.493
	BCG	97	30	90°	97.164	0.08	0.164
<b>T2-P2</b>	ABC	4	0	0	4.030	0.01	0.030
	BG	22	200	120	21.941	0.03	0.059
	BC	35	50	60°	33.881	0.56	1.119
	ABG	50	30	30°	49.403	0.29	0.597
	CG	72	100	90°	70.896	0.55	1.104
<b>P2-T3</b>	<b>BG</b>	<b>110</b>	<b>100</b>	<b>120°</b>	<b>110.000</b>	<b>0.00</b>	<b>0.000</b>
	ACG	128	0	60°	127.910	0.04	0.090
	ABC	156	50	180°	155.373	0.31	0.627
	AB	184	200	90°	184.030	0.01	0.030
	ABC	193	30	30	193.582	0.29	0.582

Asimismo, se presentan casos en los que el error es mínimo e incluso donde la falla se localiza de manera exacta. Por ejemplo, se muestra una falla monofásica (BG) en la sección de línea  $P_2 - T_3$  a una distancia de 110 km con resistencia de 100  $\Omega$  y ángulo de 120°, en la cual no existe error en la localización. En primer lugar, se determina la sección de la línea donde se encuentra la falla por medio de los tiempos de viaje de la onda a cada terminal ( $TT_1, TT_2, TT_3$ ), comparándolos con el tiempo que tarda la onda en recorrer determinada sección de la línea. De esta manera se tienen los siguientes tiempos de viaje de onda:

**Tabla 4. 4 Tiempos de viaje de onda**

Referencia	Tiempo (ms)
$TT_1$	0.379
$TT_2$	0.307
$TT_3$	0.307
$T_1 - P_2$	0.335
$T_2 - P_2$	0.268
$T_1 - T_3$	0.670

Los tiempos  $TT_2$  y  $TT_3$  son iguales debido a que las terminales 2 y 3 se encuentran a la misma distancia desde el punto de falla a 90 km. El proceso consiste en comparar el  $TT_1$  con el  $TT$  de la sección determinada por el nodo 1 y cada punto de conexión de las terminales restantes sobre la línea principal. Además, se compara el tiempo de viaje de onda de la terminal en derivación  $TT_2$  con el  $TT$  de esa línea en específico.

$$\begin{aligned} TT_1 &\leq TT_{T_1-P_2} \\ TT_2 &\leq TT_{T_2-P_2} \\ TT_1 &\leq TT_{T_1-T_3} \end{aligned}$$

De estas expresiones la única que se cumple es la tercera condición, por lo que  $0.379ms < 0.670ms$ , lo que indica que la falla se encuentra en la sección  $P_2 - T_3$ . Al conocer la sección de falla se puede localizar con mayor precisión el punto de falla, mediante los tiempos registrados en la terminal 2 y 3, de la siguiente manera:

$$d = 200 - \frac{180 - (298507.46 * (0.307 - 0.307) * 1 \times 10^{-3})}{2} = 110 \text{ km}$$

El algoritmo localiza la falla a 110 km del nodo 1 entre  $P_2$  y  $T_3$ , de manera tal que no existe error en la estimación. Esto se debe a que los tiempos de arribo de las TW se han determinado con gran precisión, por lo que, al estimar la distancia al punto de falla se obtienen el valor exacto donde se presenta la falla.

En la gráfica de la Figura 4.9 se muestra el porcentaje de error que se obtiene de la localización de fallas para el caso de estudio cuando se presentan fallas monofásicas (AG) en la línea principal entre los extremos 1 y 3. Las fallas se presentan cada 0.1 pu (20 km) de distancia con resistencias de 0, 100 y 200  $\Omega$ , el ángulo de inicio de falla es de  $30^\circ$ . De esta manera, se observa en la Figura 4.9 que el error no varía con respecto a las resistencias de falla, sino que es igual en cada uno de los puntos donde se presenta la falla. Asimismo, el error general se mantiene por debajo de 0.4 %, donde el máximo error que se observa es de 0.37 % (0.746 km) y se presenta a una distancia de 0.1 pu (20 km) y 0.9 pu (180 km). Por el contrario, se obtiene un error mínimo de 0.07 % (0.149 km) en varios puntos de la línea donde se presenta la falla. Los resultados muestran que el algoritmo multiterminal

tiene un buen desempeño bajo los diferentes casos de estudio en los que se evalúa, puesto que ubica de manera precisa el punto de ocurrencia de la falla sin verse afectado por la resistencia.

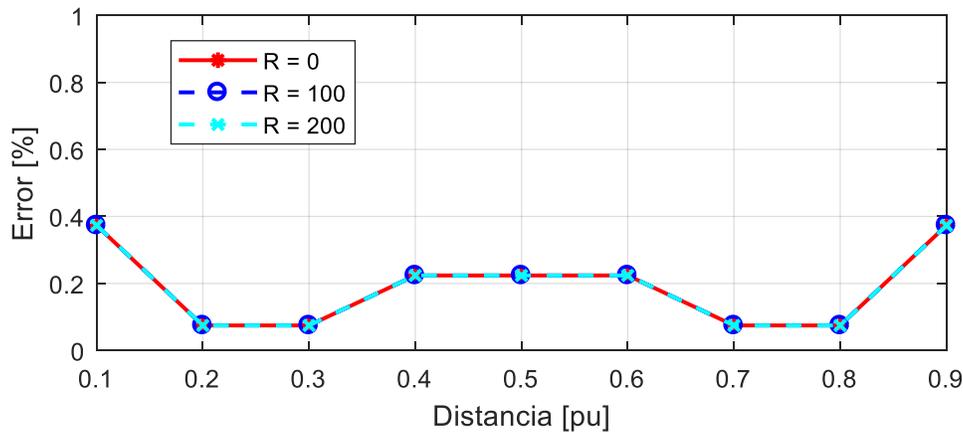


Figura 4.9 Porcentaje de error en la línea principal de la línea de configuración en T

### 4.3.2 Configuración de línea de transmisión multiterminal

El diagrama unifilar de la línea de transmisión multiterminal se muestra en el apéndice A en la Figura A.1, al igual que los equivalentes de Thévenin (Tabla A.1) y los parámetros de la línea (Tabla A.2), así como las distancias de cada sección (Tabla A.3). La línea de transmisión tiene un nivel de tensión de 400 kV y una frecuencia de 60 Hz. La línea principal o troncal entre  $T_1$  y  $T_6$  (ver Figura A.1 en el apéndice A) tiene una longitud de 400 km. A diferencia de los casos anteriores, la línea de transmisión multiterminal suministra o absorbe corriente desde las líneas en derivación, por lo cual se requiere de las mediciones de corriente en cada extremo de la línea para el algoritmo de localización.

Se realizan diferentes casos de estudio de fallas en todas las secciones de la línea, considerando valores de resistencia entre 0 y 200  $\Omega$ , así como ángulos de inicio de falla entre  $0^\circ$  y  $180^\circ$ . Los resultados al implementar el algoritmo de localización multiterminal se muestran en la Tabla 4.5 para cada sección de línea, los cuales se obtienen con una velocidad de propagación de 292397.45 km/s. Asimismo se presenta la distancia estimada, el porcentaje de error, el error en kilómetros y la sección donde se presenta la falla. Al igual que en la línea de configuración en T, la distancia se presenta con referencia al nodo 1 cuando la falla ocurre en alguna sección de la línea principal. Si la falla se presenta en alguna línea en derivación la distancia se calcula con referencia al extremo

correspondiente a esa línea en específico. En lo que respecta a la localización de la sección donde se presenta la falla, es importante mencionar que en todos los casos de estudio realizados el algoritmo determina la sección de falla de manera correcta.

**Tabla 4.5 Resultados de localización de fallas en la línea de transmisión multiterminal**

Sección de línea	Tipo de falla	Localización de la falla (km)	Resistencia de falla ( $\Omega$ )	Ángulo de inicio de falla	Distancia estimada (km)	% Error	Error absoluto (km)
T1-P2	AG	5	10	30°	5.263	0.065	0.263
	BC	40	30	0°	40.351	0.087	0.351
	ABC	95	50	120°	95.322	0.080	0.322
T2-P2	CG	12	100	150°	12.281	0.070	0.281
	<b>AC</b>	<b>45</b>	<b>200</b>	<b>30°</b>	<b>45.029</b>	<b>0.007</b>	<b>0.029</b>
	ABG	87	0	90°	87.135	0.033	0.135
P2-P3	ACG	122	10	60°	122.164	0.040	0.164
	ABCG	163	50	0°	163.099	0.024	0.099
	BG	180	200	90°	179.474	0.131	0.526
T3-P3	ABC	15	100	30°	14.503	0.124	0.497
	BCG	70	50	90°	70.643	0.160	0.643
	AG	165	30	120°	164.795	0.051	0.205
T4-P34	BG	20	20	0°	20.350	0.087	0.351
	ABC	50	30	60°	49.591	0.102	0.409
	AB	78	0	60°	77.661	0.084	0.339
P3-P5	CG	210	50	30°	209.357	0.160	0.643
	ACG	250	100	90°	249.123	0.219	0.877
	ABC	285	200	180°	284.210	0.197	0.790
T5-P5	AG	8	50	120°	8.129	0.032	0.129
	BC	38	100	0°	38.538	0.134	0.538
	ABG	66	30	180°	65.439	0.140	0.561
P5-T6	ABC	325	50	30°	324.035	0.241	0.965
	<b>BG</b>	<b>360</b>	<b>10</b>	<b>90°</b>	<b>361.462</b>	<b>0.365</b>	<b>1.462</b>
	AB	396	200	60°	396.550	0.137	0.550

Analizando los resultados se observa que la sección en la cual se obtiene mayor error es en  $P_5 - T_6$  con 0.365 % (1.462 km), resultado de una falla monofásica (BG) a una distancia de 360 km sobre la línea principal, con resistencia de 10  $\Omega$  y ángulo de inicio de falla de 90°. Por otro lado, se presenta una falla bifásica (AC) en la sección  $T_2 - P_2$  con resistencia de 200  $\Omega$  y ángulo de inicio de falla de

30° a una distancia de 45 km del extremo  $T_2$ , donde se obtiene un mínimo error de 0.007 % (0.029 km). Este resultado se obtiene de acuerdo con el algoritmo multiterminal de la siguiente manera. Primeramente, se ubica la sección de la línea donde se encuentra la falla por medio de los tiempos de viaje de onda comparando las siguientes condiciones:

$$TT_1 \leq TT_{T_1-P_2}$$

$$TT_2 \leq TT_{T_2-P_2}$$

Donde,  $TT_1$  y  $TT_{T_1-P_2}$  son los tiempos de viaje correspondientes al nodo 1 y a la sección  $T_1 - P_2$ , de manera similar para la segunda expresión. Los tiempos de viaje de onda  $TT_1$  y  $TT_2$  son 0.531 ms y 0.155 ms, respectivamente. Mientras que los tiempos de viaje de onda para las secciones de la línea  $T_1 - P_2$  y  $T_2 - P_2$  son 0.342 ms y 0.273 ms, respectivamente. Al comparar las condiciones anteriores es evidente que la única que se cumple es la segunda condición (en color azul), puesto que:

$$0.155 \text{ ms} < 0.273 \text{ ms}$$

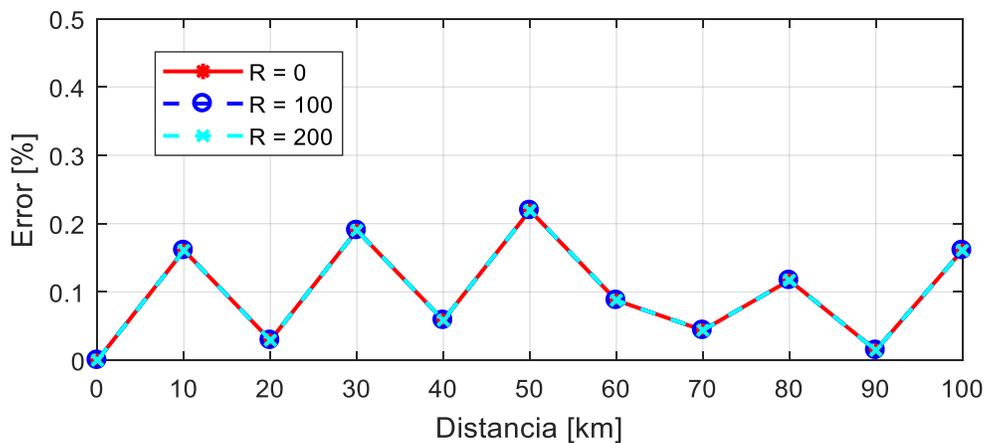
De esta manera, la falla se ubica en la sección  $T_2 - P_2$ . Por consiguiente, se localiza el punto donde se presenta la falla con mayor precisión mediante los tiempos registrados en el nodo 1 y 2, debido a que se ubican más cerca del punto de falla (ver Figura A.1 en apéndice A). Por lo tanto:

$$d = \frac{200 - (292397.45 * (0.531 - 0.155) * 1 \times 10^{-3})}{2} = 45.029 \text{ km}$$

De esta forma el algoritmo localiza la falla a 45.029 km del extremo  $T_2$ . El error que se obtiene es prácticamente despreciable, puesto que la falla real se podría localizar por simple inspección visual desde la distancia estimada.

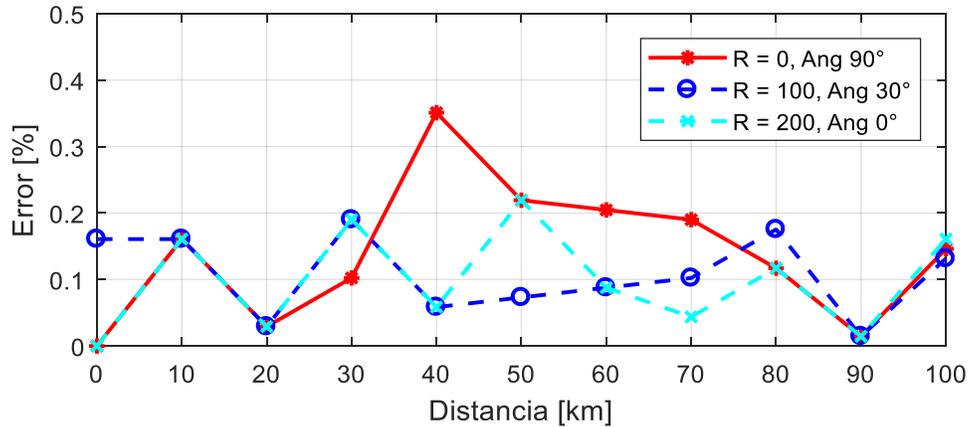
La gráfica de la Figura 4.10 muestra el error que se obtiene al evaluar el algoritmo de localización en la sección  $P_3 - P_5$  de la línea de transmisión multiterminal. El error corresponde a fallas monofásicas con resistencia de 0, 100 y 200  $\Omega$ , ubicadas cada 10 km de la sección cuya longitud es de 100 km. En todos los casos la falla se presenta en el instante de tiempo en el que el ángulo de la forma alterna

del voltaje es igual a  $0^\circ$ . De esta manera, se observa en la gráfica como el error no varía en relación a la resistencia de falla, dado que la distancia estimada por el algoritmo es la misma en cada punto donde se presenta la falla independientemente de la resistencia. Se obtiene un valor de error máximo de 0.22 %, lo que significa que la falla real se localizara a 0.877 km de la distancia estimada. Por el contrario, se presentan eventos en el cual la distancia estimada y la distancia real de falla difieren por menos de 0.060 km. Tal es el caso cuando la falla se presenta al inicio de la sección en el punto  $P_3$  y a 90 km de distancia, obteniendo un error menor de 0.014 % en ambos casos. En general el error se mantiene por debajo de 0.23 %.



**Figura 4.10** Porcentaje de error en la sección  $P_3$ - $P_5$  de la línea de transmisión multiterminal

Como se observa en los resultados anteriores el error no varía con relación a la resistencia de falla. Sin embargo, al considerar diferentes ángulos de inicio de falla el error no será igual en todos los casos, puesto que la intensidad de la onda viajera depende en gran medida del ángulo de la forma alterna del voltaje en el instante que ocurre la falla [55]. Cuando el ángulo está cerca de 90 grados, la intensidad de la onda viajera que se genera es mayor. En cambio, la intensidad de la onda viajera disminuye cuando el ángulo es cercano a cero. En este sentido, la gráfica de la Figura 4.11 presenta los casos de estudio de fallas monofásicas con resistencia de 0, 100 y 200  $\Omega$  de manera similar a la Figura 4.10, considerando ángulos de inicio de falla de  $90^\circ$ ,  $30^\circ$  y  $0^\circ$ , respectivamente. Además, en la Figura 4.11 se observa que el error varía en diferentes puntos donde se presenta la falla e incluso se incrementa en ciertos casos. Por ejemplo, para una falla a 40 km con ángulo de  $90^\circ$  el error que se obtiene es de 0.35 % (1.4 km), mientras que con un ángulo de  $0^\circ$  y  $30^\circ$  el error es menor, igual a 0.058 % (0.234 km).



**Figura 4.11** Porcentaje de error en la sección P<sub>3</sub>-P<sub>5</sub> de la línea de transmisión multiterminal con distintos ángulos de inicio de falla

Los resultados muestran que el algoritmo de localización multiterminal mantiene un alto grado de precisión con diferentes ángulos de inicio de falla. Esta característica es importante ya que en la práctica las fallas pueden ocurrir en cualquier instante de la forma alterna del voltaje. Además, se observa que el algoritmo estima la distancia de falla sin verse afectado por la resistencia de falla. Estas características fueron evaluadas en métodos propuestos en la literatura para líneas de transmisión multiterminales [16, 17], los cuales presentan un error absoluto por debajo de 1.66 km y 1.76 km, respectivamente. En comparación con el método que se presenta en este trabajo se observa que se tienen menores errores por debajo de 1.46 km.

De esta manera, el algoritmo de localización de fallas basado en la *DWT*, muestra un buen desempeño en la estimación de la distancia al punto de falla para diferentes topologías de líneas de transmisión, sin verse afectado por el valor de las resistencias de falla consideradas, a diferencia de los algoritmos convencionales donde el error se incrementa con relación a la resistencia de falla. Por otro lado, la implementación de este algoritmo de localización de fallas requiere de dispositivos de adquisición de datos de alta velocidad, debido a las grandes frecuencias de muestro con las que se trabaja (del orden de MHz) para detectar las componentes de alta frecuencia. Esto genera un costo de implementación mayor, lo cual representa una desventaja en comparación con la implementación de los algoritmos convencionales. Sin embargo, debido a la complejidad que presentan las redes eléctricas actuales, la implementación de este tipo de algoritmos es necesaria para mantener la confiabilidad del sistema.

# Capítulo 5

## Conclusiones y trabajos futuros

### 5.1 Conclusiones generales

La localización de fallas en líneas de transmisión es un tema muy importante debido al impacto que tiene la presencia de una falla sobre el sistema y al mayor tiempo requerido para localizar físicamente la falla. Además, de la importancia que tienen los enlaces de transmisión para mantener la continuidad del suministro de energía eléctrica. De esta manera, disponer de un algoritmo de localización de fallas en líneas de transmisión, confiable y preciso, es esencial para la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia. Por ello, en este trabajo se realizó un análisis detallado para diferentes topologías de líneas de transmisión y se implementó un algoritmo de localización de fallas mediante el análisis de las ondas viajeras con la transformada discreta de wavelet.

En primer lugar, se implementan algoritmos de localización convencionales como lo son el de Reactancia, Takagi y Erickson, los cuales se basan en la medición de la impedancia desde un extremo de la línea. Estos algoritmos son evaluados en las topologías de línea de transmisión radial y doble circuito, con una longitud es de 200 km, para diferentes casos de estudio considerando valores de resistencia de falla entre 0 y 50  $\Omega$ . Los resultados obtenidos muestran que el método de Takagi presenta mayor precisión en la estimación de la distancia de falla. Los porcentajes de error que se obtienen con el método de Takagi están por debajo de 2 %, en ambas topologías. Mientras que con los métodos de Reactancia y Erickson se obtienen errores mayores al 20 % a medida que el valor de la resistencia de falla se incrementa. De esta manera se observa como los métodos de localización convencionales pierden precisión al estimar la distancia de falla conforme aumenta el valor de la resistencia de falla.

Por otro lado, al evaluar estos algoritmos en la línea de transmisión de configuración en T, se observa que la distancia de falla se sobreestima considerablemente cuando la falla se presenta después del punto de conexión de la línea en derivación, donde los errores muestran un comportamiento exponencial. Esto se deriva de la contribución de corriente desde la línea en derivación, ocasionando que los algoritmos estimen una impedancia aparente mayor, y por ende sobreestimen la distancia al punto de falla. Adicionalmente, estos algoritmos no pueden determinar en qué sección de la línea se ubica la falla.

Por otra parte, se implementa un algoritmo de localización de fallas mediante una metodología de la teoría de ondas viajeras, donde se determinan los tiempos de propagación de la 1ra y 2da onda en un extremo de la línea por medio del análisis con la transformada discreta de wavelet. Los tiempos de arribo de las ondas viajeras junto con la velocidad de propagación se utilizan para ubicar el punto donde se presenta la falla, como se muestra en la sección 3.5.3 del capítulo 3. Este algoritmo es evaluado en las líneas de transmisión radial y doble circuito, con una longitud de 200 km, para diferentes casos de estudio, donde se consideran resistencias de falla de hasta  $100 \Omega$ . Los resultados obtenidos muestran un buen desempeño del algoritmo de localización de fallas mediante la *DWT* en líneas de transmisión de dos terminales, obteniendo errores por debajo de 0.9 % en la línea de transmisión radial y de 0.6 % en la línea de transmisión de doble circuito. Además, el algoritmo estima la distancia donde se presenta la falla sin verse afectado por las resistencias de falla consideradas.

Con el buen desempeño del algoritmo de localización de fallas en las líneas de transmisión radial y doble circuito, se extiende su aplicación a nuevas topologías de líneas de transmisión, como lo son las líneas de transmisión multiterminales. Las mediciones de corriente en todos los extremos de la línea son necesarias para determinar los tiempos de arribo de las ondas viajeras. Estos tiempos se utilizan para identificar la sección donde se presenta la falla, a través de la comparación entre el tiempo de propagación de la onda medido, con el tiempo de viaje real para que la onda se desplace a lo largo de una sección particular de la línea de transmisión. Al conocer la sección donde se presenta la falla, se utilizan los dos tiempos de arribo adyacentes a la sección fallada para estimar la ubicación de la falla, como se muestra en la sección 3.5.4 del capítulo 3.

El algoritmo de localización de fallas en líneas de transmisión multiterminales se evalúa en la línea de transmisión de configuración en T y en una línea de transmisión de seis terminales, donde la longitud de la línea principal es de 200 y 400 km, respectivamente para cada topología. En estos

casos de estudio se consideran diferentes valores de resistencia de falla entre 0 y 200  $\Omega$ . Asimismo, se consideran diferentes ángulos de la forma alterna de voltaje en el instante que se presenta la falla. De acuerdo a los resultados obtenidos se observa que el error se mantiene por debajo de 0.64 % para la línea de confutación en T y 0.365 % para la línea de transmisión de 6 terminales. Además, el algoritmo es menos sensible a la resistencia de falla en comparación con los métodos convencionales y mantiene una buena precisión con diferentes ángulos de inicio de falla. Asimismo, se determinó la sección donde se presenta la falla de forma correcta para todos los casos de estudio. De esta manera, se muestra el buen desempeño del algoritmo de localización de fallas basado en la transformada discreta de wavelet, en diferentes topologías de líneas de transmisión y en específico en líneas de transmisión multiterminal.

## 5.2 Trabajos futuros

- Desarrollar una metodología comparando el tiempo de propagación de onda entre algunas terminales de referencia, de tal manera que se reduzca el número de mediciones al mínimo necesario para la localización de fallas en líneas de transmisión multiterminales, sin perder precisión en la estimación de la distancia de falla.
- Realizar un análisis más detallado para localizar fallas en sistemas de líneas de transmisión multiterminales híbridos, que contemplan líneas aéreas, así como cables para la interconexión de parques eólicos marinos.

## Apéndice A: Configuración y parámetros de la línea de transmisión multiterminal

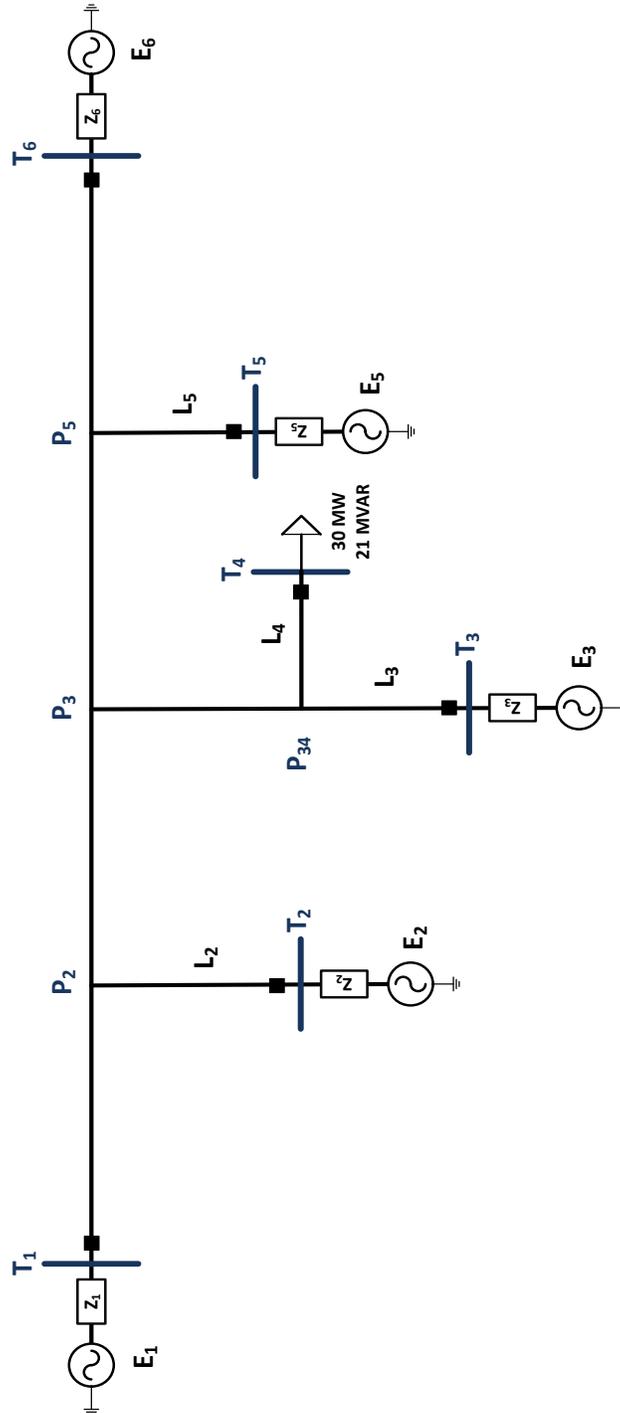


Figura A.1 Línea de transmisión multiterminal

Tabla A.1 Datos de fuentes de la línea de transmisión multiterminal

Fuente	Impedancia de las fuentes	
$E_1 = 1 \angle 30^\circ$	$Z_{11} = 0.238 + j5.72 \Omega$	$Z_{10} = 2.378 + j10 \Omega$
$E_2 = 1 \angle 20^\circ$	$Z_{21} = 0.238 + j5.72 \Omega$	$Z_{20} = 2.378 + j10 \Omega$
$E_3 = 1 \angle 15^\circ$	$Z_{31} = 0.155 + j5.95 \Omega$	$Z_{30} = 1.786 + j7.58 \Omega$
$E_5 = 1 \angle 5^\circ$	$Z_{51} = 0.42 + j5.95 \Omega$	$Z_{50} = 1.785 + j7.54 \Omega$
$E_6 = 1 \angle 0^\circ$	$Z_{61} = 0.238 + j6.19 \Omega$	$Z_{60} = 0.833 + j5.12 \Omega$

Tabla A.2 Parámetros de la línea de transmisión multiterminal

Parámetro	Secuencia positiva	Secuencia negativa
$R$	0.0058 ( $\Omega/\text{km}$ )	0.1067 ( $\Omega/\text{km}$ )
$L$	0.6341 (mH/km)	2.2343 (mH/km)
$C$	18.4 (nf/km)	8.7 (nf/km)

Tabla A.3 Distancias de las secciones de línea en (km)

$L_2 = 100$ ; $L_3 = 80$ ; $L_4 = 80$ ; $L_5 = 80$
$T_1-P_2 = 100$ ; $P_2-P_3 = 100$ ; $P_3-P_5 = 100$ ; $P_{34}-T_4 = 100$ ; $P_5-T_6 = 100$

## Referencias

- [1] M.M.Saha. J.Izykowski. E.Rosolowski. Fault Location on Power Networks. 1st Ed. New York: Springer, 2010.
- [2] Anderson PM. Analysis of faulted power systems. New York, USA: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 1995.
- [3] IEEE Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines," in IEEE Std C37.114-2014 (Revision of IEEE Std C37.114-2004) ., pp.1-76, 30 Jan. 2015.
- [4] M. T. Sant and Y. G. Paithankar, "Online digital fault locator for overhead transmission line," *Proc. Inst. Electr. Engineers.*, vol. 126, no. 11, pp. 1181-1185, Nov. 1979.
- [5] T. Takagi, Y. Yamakoshi, M. Yamaura, R. Kondow and T. Matsushima, "Development of a New Type Fault Locator Using the One-Terminal Voltage and Current Data," *IEEE Trans. Power App Syst.*, vol. PAS-101, no. 8, pp. 2892-2898, Aug. 1982.
- [6] L. Eriksson, M. M. Saha and G. D. Rockefeller, "An Accurate Fault Locator With Compensation For Apparent Reactance In The Fault Resistance Resulting From Remote-End Infeed," *IEEE Trans. Power App Syst.*, vol. PAS-104, no. 2, pp. 423-436, Feb. 1985.
- [7] E. Du, N. Zhang, B.-M. Hodge, Q. Wang, C. Kang, B. Kroposki, Q. Xia, "The role of concentrating solar power towards high renewable energy penetrated power systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, 2018.
- [8] IRENA, REthinking Energy 2017: Accelerating the global energy transformation. Int. Renew. Energy Agen., Abu Dhabi.
- [9] P. T. Manditereza, R. Bansal, "Renewable distributed generation: The hidden challenges – A review from the protection perspective," *Renew. Sust Energy Rev.*, vol. 58, pp. 1457-1465, 2016.
- [10] H. L.R. Van Der Walt, R. C. Bansal, R. Naidoo, "PV based distributed generation power system protection: A review," *Renew. Energy Foc.*, vol. 24, pp. 33-40, 2018.
- [11] R. Salat and S. Osowski, "Accurate fault location in the power transmission line using support vector machine approach," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 2, pp. 979-986, May 2004.
- [12] M. Da Silva, M. Oleskovicz, D.V. Coury, "A hybrid fault locator for three-terminal lines based on wavelet transforms," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 78, pp. 1980-1988, 2008.

- [13] L. N. Tripathy, M. K. Jena, S. R. Samantaray and D. R. Dash, "A differential protection scheme for tapped transmission line containing UPFC and wind farm," Proceedings of the 2014 IEEE Students' Technology Symposium, Kharagpur, 2014, pp. 319-324.
- [14] Q. Jiang, X. Li, B. Wang, and H. Wang, "PMU-based fault location using voltaje measurements in large transmission networks," *IEEE Trans. Power Delv.*, vol. 27, 2012.
- [15] J. Ding, X. Wang, Y. Zheng and L. Li, "Distributed Traveling-Wave-Based Fault-Location Algorithm Embedded in Multiterminal Transmission Lines," *IEEE Trans. Power Delv.*, vol. 33, no. 6, pp. 3045-3054, Dec. 2018.
- [16] B.K. Chaitanya, A. Yadav, "Decision tree aided travelling wave based fault section identification and location scheme for multi-terminal transmission lines," *Meas.*, vol. 135, pp. 312-322, 2019.
- [17] Z. Moravej, M. Movahhedneya, M. Pazoki, " Gabor transform-based fault location method for multi-terminal transmission lines," *Meas.*, vol 125, pp. 667-679, 2018.
- [18] Q. Jiang, B. Wang and X. Li, "An Efficient PMU-Based Fault-Location Technique for Multiterminal Transmission Lines," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 29, no. 4, pp. 1675-1682, Aug. 2014.
- [19] C. Liu, K. Lien, C. Chen and J. Jiang, "A Universal Fault Location Technique for N-Terminal ( $N \geq 3$ ) Transmission Lines," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 23, no. 3, pp. 1366-1373, July 2008.
- [20] M. Brahma, "New fault-location method for a single multiterminal transmission line using synchronized phasor measurements," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 21, no.3, pp. 1148–1153, 2006.
- [21] G. Manassero, E. C. Senger, R. M. Nakagomi, E. L. Pellini and E. C. N. Rodrigues, "Fault-Location System for Multiterminal Transmission Lines," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 25, no. 3, pp. 1418-1426, July 2010.
- [22] D. Akmaz, M. S. Mamiş, M. Arkan, M. E. Tağluk, "Transmission line fault location using traveling wave frequencies and extreme learning machine," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 155, pp. 1-7, 2018.
- [23] A. Ahmadimanesh and S. M. Shahrtash, "Transient-Based Fault-Location Method for Multiterminal Lines Employing S-Transform," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 28, no. 3, pp. 1373-1380, July 2013.
- [24] Y. Zhu, X. Fan, "Fault location scheme for a multi-terminal transmission line based on current traveling waves," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 53, pp. 367-374, 2013.

- [25] S.S. Gururajapathy, H. Mokhlis, H.A. Illias , "Fault location and detection techniques in power distribution systems with distributed generation: A review," *Renew. Sust. Energy Rev.*, vol. 74, pp. 949-958, 2017.
- [26] L. De Andrade and M. T. Ponce De Leao, "Fault Location for Transmission Lines Using Wavelet," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 12, no. 6, pp. 1043-1048, Sept. 2014.
- [27] R. J. Hamidi and H. Livani, "Traveling-Wave-Based Fault-Location Algorithm for Hybrid Multiterminal Circuits," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 32, no. 1, pp. 135-144, Feb. 2017.
- [28] K. Zimmerman and D. Costello, "Impedance-based fault location experience," in 58th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, USA, 2005, pp. 211-226.
- [29] S. Das, S. Santoso, A. Gaikwad and M. Patel, "Impedance-based fault location in transmission networks: theory and application," *IEEE Access*, vol. 2, pp. 537-557, 2014.
- [30] A. Y. Abdelaziz, M. A. Rahman and M. S. Moussa, "Distance protection for multi-terminal transmission lines," in 2nd International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS), Sharjah, 2011, pp. 1-6
- [31] Jaideva C. Goswami, Andrew K. Chan. Fundamentals of wavelet: theory, algorithms, and applications. 2nd Ed. John Wiley & Sons, Inc. 2010.
- [32] P. Sebastian and P. A. D'Sa, "A Neural Network based power quality signal classification system using wavelet energy distribution," in 2015 International Conference on Technological Advancements in Power and Energy (TAP Energy), Kollam, 2015, pp. 199-204.
- [33] N. C. F. Tse, J. Y. C. Chan, W. Lau and L. L. Lai, "Hybrid Wavelet and Hilbert Transform With Frequency-Shifting Decomposition for Power Quality Analysis," *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 61, no. 12, pp. 3225-3233, Dec. 2012.
- [34] R. Hussein, K. B. Shaban and A. H. El-Hag, "Wavelet Transform With Histogram-Based Threshold Estimation for Online Partial Discharge Signal Denoising," *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 64, no. 12, pp. 3601-3614, Dec. 2015.
- [35] M. Ghorat, G. B. Gharehpetian, H. Latifi and M. A. Hejazi, "A New Partial Discharge Signal Denoising Algorithm Based on Adaptive Dual-Tree Complex Wavelet Transform," *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 67, no. 10, pp. 2262-2272, Oct. 2018.
- [36] U. Maqbool and U. A. Khan, "Dynamic and Transient Analysis of a Wavelet-Based Protection Scheme for Smart Grids," in 2018 International Conference on Electrical Engineering (ICEE), Lahore, 2018, pp. 1-5.

- [37] H. Chen, P. D. S. Assala, Y. Cai and P. Yang, "Intelligent Transient Overvoltages Location in Distribution Systems Using Wavelet Packet Decomposition and General Regression Neural Networks," *IEEE Trans. Ind. Inform.*, vol. 12, no. 5, pp. 1726-1735, Oct. 2016.
- [38] M. S. Kumar, B. Subathra and S. Srinivasan, "Ensemble wavelet learners for demand forecasting in energy grids," in 2017 IEEE International Conference on Intelligent Techniques in Control, Optimization and Signal Processing (INCOS), Srivilliputhur, 2017, pp. 1-6.
- [39] X. Dong, S. Luo, S. Shi, B. Wang, S. Wang and L. Ren, "Implementation and Application of Practical Traveling-Wave-Based Directional Protection in UHV Transmission Lines," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 31, no. 1, pp. 294-302, Feb. 2016.
- [40] A. Abdullah, "Ultrafast Transmission Line Fault Detection Using a DWT-Based ANN," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 54, no. 2, pp. 1182-1193, April 2018.
- [41] A. I. Megahed, A. M. Moussa and A. E. Bayoumy, "Usage of wavelet transform in the protection of series-compensated transmission lines," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 21, no. 3, pp. 1213-1221, July 2006.
- [42] C. S. Burrus, R. A. Gopinath, H. Guo. Introduction to Wavelets and wavelet Transforms. New Jersey: Prentice Hall, 1998.
- [43] C. H. Kim and R. Aggarwal, "Wavelet transforms in power systems. I. General introduction to the wavelet transforms," *Power Eng. J.*, vol. 14, no. 2, pp. 81-87, April 2000.
- [44] D. Guillén, G. Idárraga and C. Cortes, "A New Adaptive Mother Wavelet for Electromagnetic Transient Analysis," *J. Electr. Eng.*, pp.48-55, 2016.
- [45] I. Daubechies. Ten Lectures on Wavelets. 1st Ed. Philadelphia: Society for Industrial and Applied Mathematics, May 1992.
- [46] C. H. Kim and R. Aggarwal, "Wavelet transforms in power systems. II. Examples of application to actual power system transients," *Power Eng. J.*, vol. 15, no. 4, pp. 193-202, Aug. 2001.
- [47] D. Guillén, "Detección y localización de descargas parciales en devanados de transformadores de potencia usando modelos de alta frecuencia," PhD thesis, UANL, Nuevo Leon, 2015.
- [48] J. G. Proakis and D. G. Manolakis. Digital Signal Processing. 4th Ed. New Jersey: Prentice Hall, 2006.
- [49] B. Lattice. Travelling waves on transmission systems. New York: John Wiley & Sons, 1933.
- [50] E. Clarke. Circuit analysis of AC power systems: symmetrical and related components. New York: Wiley, 1943.

- [51] E. O. Schweitzer, A. Guzmán, M. V. Mynam, V. Skendzic, B. Kasztenny and S. Marx, "Locating faults by the traveling waves they launch," in 67th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, 2014, pp. 95-110.
- [52] Z. He, L. Fu, S. Lin, Z. Bo, " Fault Detection and Classification in EHV Transmission Line based on Wavelet Singular Entropy," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 25 no. 4, pp. 2156–2163, Oct. 2010.
- [53] A. Abur, F.H. Magnago, "Use of time delays between modal components in wavelet based fault location," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 22, pp. 397-403, 2000.
- [54] V. K. Gaur, B. Bhalja, "A new faulty section identification and fault localization technique for three-terminal transmission line," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 93, pp. 216-227, 2017.
- [55] M. I. Zaki, R. A. El-Sehiemy, G. M. Amer, F. M. Abo El Enin, "An investigated reactive power measurements-based fault-identification scheme for teed transmission lines", *Meas.*, vol. 136, pp. 185-200, 2019.