

**UBICACIÓN DE FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA  
BASADO EN EL ANÁLISIS DE SEÑALES TRANSITORIAS**



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO**

**CARRERA:  
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de  
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:  
UBICACIÓN DE FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA  
BASADO EN EL ANÁLISIS DE SEÑALES TRANSITORIAS**

**AUTOR:  
GABRIELA NATHALY RIVERA MAYO**

**DIRECTOR:  
MILTON GONZALO RUIZ MALDONADO**

**Quito, Julio 2020**

**Gabriela Nathaly Rivera Mayo**

UBICACIÓN DE FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA  
BASADO EN EL ANÁLISIS DE SEÑALES TRANSITORIAS

**Universidad Politécnica Salesiana, Quito-Ecuador 2020**

**Ingeniería Eléctrica**

Breve reseña historia e información de contacto:



**Gabriela Nathaly Rivera Mayo** (Y'1991-M'30). Realizó sus estudios de secundaria en el “Colegio Experimental Simón Bolívar” de la ciudad de Quito. Se graduó de la Universidad Politécnica Nacional de la carrera de Tecnología en Electromecánica. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana reactiva en sistemas eléctricos de transmisión.

[griveram@est.ups.edu.ec](mailto:griveram@est.ups.edu.ec)

Dirigido por:



**Milton Gonzalo Ruiz Maldonado** (Y'1987-M'01). Milton Ruiz se graduó de la Universidad Politécnica Salesiana en 2012 como Ingeniero Electrónico y en 2015 como Ingeniero Eléctrico; Recibió su M.Sc. en Redes de Comunicaciones en la Pontificia Universidad católica del Ecuador; Sus intereses de investigación están en comunicaciones verdes, infraestructura de medición avanzada, red inteligente, redes inalámbricas, gestión de energía. Es profesor de la Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador y parte del Grupo de Investigación GIREI

[mruizm@ups.edu.ec](mailto:mruizm@ups.edu.ec)

**Todos los derechos reservados:**

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2020 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO-ECUADOR

## **DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A**

Yo, Milton Gonzalo Ruiz Maldonado declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación *UBICACIÓN DE FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA BASADO EN EL ANÁLISIS DE SEÑALES TRANSITORIAS* realizado por Gabriela Nathaly Rivera Mayo, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, Julio 2020



.....  
Milton Gonzalo Ruiz Maldonado  
Cédula de identidad: 1714409065

## CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Gabriela Nathaly Rivera Mayo, con documento de identificación N° 1723622260, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: “UBICACIÓN DE FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA BASADO EN EL ANÁLISIS DE SEÑALES TRANSITORIAS”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Firma

*Gabriela Rivera*

.....

Nombre: Gabriela Nathaly Rivera Mayo

Cédula: 1723622260

Fecha: Quito, Julio 2020

## INDICE GENERAL

1. Introducción .....	2
2. Transformada de Wavelet en la ubicación de fallas .....	5
2.1 Fallas en redes de transmisión .....	5
2.1.1 Falla monofásica a tierra .....	5
2.1.2 Falla bifásica .....	5
2.1.3 Falla bifásica a tierra .....	5
2.1.4 Falla trifásica .....	6
2.2 Transformada discreta de la Wavelet .....	6
2.3 Transformada de Clarke .....	6
3. Descripción del método .....	7
4. Análisis de resultados .....	10
5. Conclusiones .....	17
5.1 Trabajos futuros .....	17
6. Referencias .....	17
7. Matriz del estado del arte .....	21
7.1 Resumen e Indicadores .....	24
8. Anexo .....	26
8.1 Datos operativos de prefalla IEEE 39 barras .....	26

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de localización de falla.....	4
Figura 2. Flujograma algoritmo de localización de fallas.....	7
Figura 3. Diagrama de Lattice.....	8
Figura 4. Corriente de falla monofásica a tierra.....	11
Figura 5. Voltaje de falla monofásica a tierra.....	11
Figura 6. Señal de corriente filtrada.....	11
Figura 7. Señal de voltaje filtrada.....	11
Figura 8. Corrientes modales.....	12
Figura 9. Voltajes modales.....	12
Figura 10. Nivel 1, modo Alpha.....	12
Figura 11. Nivel 4, modo Alpha.....	12
Figura 12. Nivel 6, modo Alpha falla monofásica a tierra.....	12
Figura 13. Detalle nivel 6, modo Alpha.....	13
Figura 14. Nodo de envío (i) vs Nodo de recepción (j). .....	13
Figura 15. Falla al 50% de la línea.....	14
Figura 16. Comparación diferente distancia de falla. ....	14
Figura 17. Picos usados para cálculo de distancia al 30% de la línea.....	14
Figura 18. Picos usados para cálculo de distancia al 50% de la línea.....	14
Figura 19. Corriente de falla nodo de envío.....	15
Figura 20. Transformación modal falla bifásica a tierra. ....	15
Figura 21. Nivel 6, modo Alpha falla bifásica tierra.....	15
Figura 22. Picos detectados falla bifásica tierra al 30%.....	15



## INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros de línea[37] .....	8
Tabla 2. Velocidades de propagación .....	9
Tabla 3. Resultados línea 25-26 .....	16
Tabla 4. Resultados línea 26-29 .....	16
Tabla 5. Resultados línea 4-14 .....	16
Tabla 6. Datos operativos de prefalla IEEE 39 barras .....	26

# UBICACIÓN DE FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA BASADO EN EL ANÁLISIS DE SEÑALES TRANSITORIAS

## Resumen

Una técnica que permita la ubicación rápida y precisa de diversos tipos de falla a lo largo de las líneas de transmisión y la importancia de tal ubicación se aborda en el presente trabajo, esto se realiza por medio del análisis de las señales que se presentan inmediatamente después de la ocurrencia por medio de la técnica de transformada de Wavelet discreta. Para ello se obtienen los coeficientes de detalle de las señales de voltaje y de corriente según sea el caso, ensayando diversas Wavelets madre para encontrar aquella que permite un cálculo de la distancia de falla con el menor error porcentual.

Se analiza un sistema tipo IEEE de 39 barras que se compone de líneas cortas, medias y largas de tal forma de realizar un análisis de las ventajas y limitaciones de la metodología propuesta, así como los aspectos que deben ser considerados para resultados precisos de la distancia de falla incluyendo el cálculo de la velocidad de propagación, la elección del modo de cálculo y elecciones que son propias de cada línea y sus características inherentes.

Se propone también el uso de la transformada de Clarke que permite realizar un análisis modal de los eventos de falla.

**Palabras Clave:** Localización de fallas, transformada de Wavelet, Velocidad de propagación, análisis modal.

## Abstract

A technique that allows the fast and precise location of various types of failure along transmission lines and the importance of such location is addressed in this work, this is done by analyzing the signals that occur immediately after of the occurrence by means of the discrete Wavelet transform technique. For this, the detail coefficients of the voltage and current signals are obtained, as the case may be, testing various mother Wavelets to find the one that allows a calculation of the fault distance with the least percentage error.

An IEEE type system of 39 bars is analyzed, which is made up of short, medium and long lines in order to carry out an analysis of the advantages and limitations of the proposed methodology, as well as the aspects that must be considered for accurate distance results. of failure including the calculation of the propagation speed, the choice of the calculation mode and choices that are specific to each line and their inherent characteristics.

The use of the Clarke transform is also proposed, which allows a modal analysis of failure events.

**Keywords:** Fault location, Wavelet transform, speed of propagation. Modal analysis.

## 1. Introducción

La búsqueda de un método que sea preciso y rápido para la determinación de las fallas, se ha producido en forma constante, contando con diversas aproximaciones y métodos que permiten señalar el lugar donde ocurrió una falla para poder tomar las medidas correctivas adecuadas y poder tener una afectación mínima en la continuidad de la entrega de energía. La rápida restauración del suministro de energía es una tarea crítica para mantener niveles aceptables de calidad y confiabilidad, para ello; es necesaria la identificación de la línea afectada, así como, el cálculo de la distancia a la que ocurre el evento de falla [1], [2].

Dentro de tales aproximaciones, se encuentra basada en la medición de la existencia de ondas viajeras. La técnica de uso de las ondas viajeras para la ubicación de fallas en la red eléctrica, emplea la información relativa al tiempo de ocurrencia de las ondas, dividiéndose en aquel que tiene una terminación doble y el que cuenta con doble final. En este sentido, parte de los desafíos para una ubicación adecuada de las fallas parte del hecho de conocer cuál es el sentido de la onda viajera que se origina por la existencia de perturbaciones a la red de transmisión, así también; es importante la identificación de las ondas reflejadas desde la falla o la barra que culmina con el tramo afectado de la red, lo que se modifica en función de la configuración del sistema de transmisión [1], [3].

En otro punto, la existencia de señales transientes dentro de la red de potencia, es un tema que desde la perspectiva actual no ha tenido gran comprensión, sabiendo actualmente que gran parte de estas señales se originan en eventos de conmutación y maniobra, así como, la

activación de elementos de protección (relés, fusibles) que actúan en la ocurrencia de fallas en la red [4], [5].

Los eventos transientes ocurren en un tiempo muy corto en el rango de microsegundos, en los cuales las señales deben ser captadas con una precisión adecuada si se las quiere emplear para comprender otros fenómenos. En la práctica, las redes inteligentes de energía eléctrica también tienen otras fuentes de transientes incluyendo las originadas por generación fotovoltaica y elementos de operación de estado sólido [6], [7], [8], [9].

La idea de emplear las ondas viajeras para el sistema de protección frente a fallas, es una aproximación diferente a las técnicas tradicionales. La ubicación de la falla se basa en el hecho de que un abrupto cambio de la tensión en el punto de falla genera ondas transitorias a lo largo de la línea de transmisión con una velocidad cercana a la de luz. Si la onda viajera incidente y su correspondiente reflexión pueden ser detectadas, la localización de la falla puede ser rápidamente detectada [10], [11], [12].

El análisis por Wavelets, puede resultar una herramienta poderosa de procesamiento de señales que puede ser aplicada para superar los problemas que se pueden dar por la existencia de otras ondas viajeras derivadas de la discontinuidad de las líneas de transmisión. El uso de Wavelets se puede producir en las ondas de corriente y de voltaje, pudiendo emplearse para la determinación de coeficientes de relación entre las ondas o también para la caracterización de la energía que generan las señales, las metodologías nombradas han sido usadas para la determinación de

aspectos relevantes al funcionamiento del sistema de potencia [10], [13], [14] .

En lo referente al uso de las ondas viajeras, la investigación de [15] propone un método en línea para la detección de la ubicación de las fallas, esto debido a que se indica que un localizador de fallas que está fuera de línea no identifica la ocurrencia de fallas con voltaje nominal. El procedimiento propuesto consiste en el procesamiento digital de las señales de corriente aplicando transformaciones de fase a modal haciendo uso de las transformadas de Wavelet continuas (CWT), de esta forma se puede estimar los tiempos de llegada al final de la línea de las ondas viajeras. Si se considera la velocidad de propagación, tales factores se emplean para determinar la distancia a la que ocurre la falla.

El espectro de la frecuencia de la onda viajera consta de lo que es conocido como frecuencias naturales, que consisten en una serie de frecuencias de forma armónica. La frecuencia del orden más bajo tiene la proporción más grande y también es la componente dominante. Al realizar un análisis espectral bajo diversos métodos, es posible reconocer la frecuencia que tienen supremacía en las ondas viajeras derivadas, luego esa frecuencia se relaciona con las variables de borde que limitan el comportamiento de la red de potencia, lo que posibilita el cálculo de la distancia a la que ocurrió una falla [2], [16], [17].

Según [18], la forma de localizar las fallas en Ecuador consiste en el uso de modernos sistemas denominados Registradores automáticos de perturbaciones (RAP) que según [19] y [20] las unidades de medida sincrofasorial (PMU) actúa con un equipo de registro automático de perturbaciones. Tales elementos que se encuentran instalados en varias

subestaciones del sistema nacional de transmisión y entregan información relevante de los eventos y perturbaciones que se dan en el SNI.

Los RAP son útiles para realizar análisis de ocurrencia de fallas, para comprobar que la calibración de protecciones sea adecuada, así como una herramienta de ayuda para la toma de decisiones de operación en tiempo real. En la práctica el análisis de fallas permite identificar las características específicas de un evento de falla revisando las señales muestreadas y detectando la existencia de variaciones bruscas de señales como el voltaje y la corriente. Otra especificación atractiva de los SAP es el registro de secuencia de eventos (SOE) que permite conocer en forma secuencial la existencia de eventos anómalos como cambios de estado de los elementos de control de subestaciones, relés de protección y otros que podrían resultar útiles para diferentes estudios de índole eléctrica [18], [21] .

El Operador Nacional de Electricidad (CENACE) es la institución que se encarga de la operación técnica y comercial del sistema nacional interconectado, actualmente cuenta con elementos de protecciones de tipo sistémicas que se adapta a las condiciones de operación reales de toda la red, lo que posibilita la obtención constante de condiciones de prefalla y ante la ocurrencia de fallas, reconocer la existencia de tales eventos que son anormales a la condición de operación estable. Luego, por medio de herramientas avanzadas de procesamiento se procede a determinar las características de la falla que fue detectada, incluyendo su ubicación con el programa denominado Sistema de Administración de Fallas (SAF). A ello se le debe añadir la existencia del sistema

de gestión de la energía EMS que se compone de varias partes que permiten el cumplimiento de diversas funciones incluyendo el análisis de fallas y post-operativo [22].

De acuerdo con [23], las nuevas redes inteligentes requieren de la implementación de nuevas tecnología que deben operar en conjunto para conseguir una mejora en la calidad el servicio que se oferta por parte de las empresas distribuidoras y desde el lado de la generación, parte fundamental de estas nuevas redes radican en su sistema de comunicaciones en pro de conseguir recolectar y transmitir la mayor cantidad de datos. Por otro lado, en [24] se mencionado cómo los dispositivos de medida han ido migrando de tecnología desde los años 1970 con los ineficientes medidores electromecánicos pasando por AMR con un canal de comunicación de una sola vía entre el usuario y la empresa proveedora del servicio y finalmente proyectando la expectativa de arribar al 2020 con sistemas de medición completamente inteligentes que permitan nivelar la relación que existe entre los puntos de consumo y los centros de generación, transmisión, transformación

y distribución; pudiendo no sólo medir el consumo del usuario sino también, parámetros importantes que brinden herramientas adicionales como: el análisis de pérdidas, calidad de servicio es incluso llegando a la situación en la que se pueda dar respuesta a fallos en la red mediante comunicaciones bidireccionales y algoritmos que faciliten una operación resiliente del sistema.

Dentro del escenario de una red inteligente como bien se explicó con anterioridad; las comunicaciones son vitales y por ello, se han desarrollado un sinnúmero de investigaciones explorando todas las tecnología existentes y aquellas emergentes así; por ejemplo en [25] se habla del diseño de un sistema híbrido que conjuga la comunicación por fibra óptica con medios inalámbricos, de ese modo se plantea un sistema de medición inteligente que obtiene los datos del usuario por medio de comunicaciones inalámbricas en un concentrador que luego se encarga de transmitir la información recolectada hacia el operador de la red por medio de un canal óptico de transmisión.

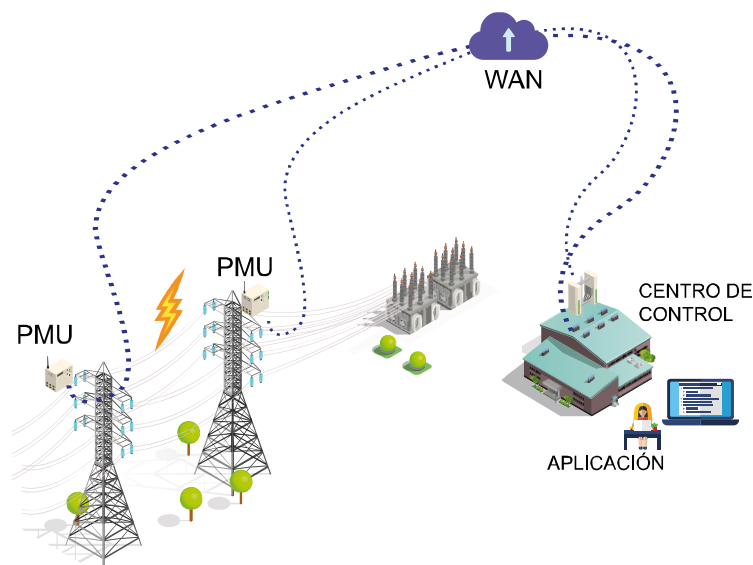


Figura 1. Esquema de localización de falla

En adelante el trabajo presenta un estado del arte en la sección 2, la descripción del método utilizado se presenta en la sección 3, los resultados son presentados y analizados en la sección 4 mientras que la sección 5 presenta las conclusiones y recomendaciones de la presente investigación.

## 2. Transformada de Wavelet en la ubicación de fallas

Las líneas de transmisión, componente fundamental de los sistemas de potencia, está sujeta a la existencia de fallas que tienen diversos orígenes y naturalezas, que pueden causar grandes afectaciones en el resto de componentes de la red eléctrica, por tanto es fundamental conocer las principales fallas que se pueden presentar, así como los fundamentos de la transformada de Wavelet discreta, herramienta que se analiza en el presente trabajo como alternativa para la localización de las diversas fallas descritas y que existen con frecuencia en las redes de transmisión.

### 2.1 Fallas en redes de transmisión

La mayoría de fallas que se presentan en una red de transmisión son de tipo no simétrico, especialmente las fallas de tipo fase a tierra que estadísticamente son las más frecuentes por ejemplo en el caso del sistema Nórdico Europeo de acuerdo a lo mostrado en [26] se registra un 71.4% de fallas de este tipo, aunque no resulten las de mayor severidad. Pero las fallas monofásicas también pueden incrementar su severidad si se presentan ciertas condiciones: si existen generadores sólidamente conectados a tierra involucrados en la falla. La segunda condición es que la falla ocurra en transformadores con conexión delta/estrella aterrizada [27].

Las fallas se pueden clasificar en: tipo shunt o cortocircuitos, fallas serie o de circuito abierto y fallas simultáneas. A continuación, se describirán brevemente las fallas que generan los fenómenos que pueden ser analizadas mediante la metodología propuesta es decir fallas de cortocircuito [27], [28].

#### 2.1.1 Falla monofásica a tierra

Ocurre cuando una de las fases entra en contacto con tierra en un punto de contacto F con una impedancia de falla  $Z_f$  que por lo general es ignorada. En este caso las corrientes de cada una de las secuencias se representan en (1), en este caso se asume que la falla ocurre en la fase A.

$$I_0 = I_1 = I_2 = \frac{V_a}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3Z_f} \quad (1)$$

#### 2.1.2 Falla bifásica

Es aquella falla que ocurre cuando dos de las fases de la red se interconectan en un punto de falla F con una impedancia de falla  $Z_f$ . Asumiendo que la falla ocurre entre las fases b y c, la ecuación que representa esta falla es (2).

$$I_{a1} = -I_{a2} = \frac{V_{bc}}{Z_1 + Z_2 + Z_f} \quad (2)$$

#### 2.1.3 Falla bifásica a tierra

Esta es la falla que se produce cuando se conectan en un único punto F, dos fases y tierra con la impedancia de falla  $Z_f$ , impedancia de línea a tierra  $Z_G$ , igualmente se propone que la falla ocurra entre tierra y las fases b y c, de esta forma se obtiene (3), (4) y (5) que son las corrientes de cortocircuito por cada secuencia.

$$I_{a1} = \frac{V_{bc}}{(Z_1 + Z_f) + \frac{(Z_2 + Z_f) * (Z_0 + Z_f + 3Z_g)}{(Z_2 + Z_f) + (Z_0 + Z_f + 3Z_g)}} \quad (3)$$

$$I_{a2} = \left( \frac{(Z_0 + Z_f + 3Z_g)}{(Z_2 + Z_f) + (Z_0 + Z_f + 3Z_g)} \right) * I_{a1} \quad (4)$$

$$I_{a0} = \left( \frac{(Z_2 + Z_f)}{(Z_2 + Z_f) + (Z_0 + Z_f + 3Z_g)} \right) * I_{a1} \quad (5)$$

#### 2.1.4 Falla trifásica

Esta es la falla que es de tipo simétrica, ocurre cuando todas las fases del sistema de potencia se conectan en un solo punto F con las impedancias de falla  $Z_f$  y de tierra  $Z_G$ . La impedancia de falla en este caso se calcula con (6).

$$I_a = \frac{V_1}{Z_1 + Z_f} \quad (6)$$

### 2.2 Transformada discreta de la Wavelet

La transformada discreta es una técnica que puede ser muy útil para el análisis de fenómenos transientes dentro de la red de potencia, como aquellos que están inmersos en las fallas existentes en las líneas de transmisión. En ese sentido, una herramienta de utilidad que permite la transformada discreta de Wavelet es la descomposición de las señales de entrada originales que normalmente no son estacionarias [29], [30], [31].

Las señales se descomponen en las componentes conocidas como aproximaciones y las componentes de detalle, las mismas que pueden ser obtenidas a diferentes niveles o escalas de resolución [32], [33].

Para obtener mejores resultados con las componentes, también se puede emplear el procesamiento de señales incluyendo etapas de filtrado que permiten la revisión de las señales a diversos niveles de resolución. En este caso, los filtros de tipo pasa alto permiten el análisis de las aproximaciones y las etapas de filtrado de tipo pasa bajo serán

las herramientas para revisar las componentes de detalle [31], [32], [33].

La gran ventaja que tiene la transformada discreta de Wavelet es ofrecer simultáneamente la información del tiempo y frecuencia de la señal en estudio. El análisis de las señales está basado en el principio de la dilatación y traducción de una señal Wavelet madre sobre la señal. Una operación de escalado es realizada para dilatar y comprimir la señal madre, lo que permite la obtención de las aproximaciones y componentes de detalle. La operación conocida como traducción se aplica con el objetivo de conocer la respuesta en el dominio del tiempo [33], [34], [35].

La transformada de Wavelet discreta (DWT) es la implementación digital de la transformada Wavelet y tal transformada tiene la siguiente forma (7)

$$DWT(x(m,n)) = \frac{1}{\sqrt{a_0^m}} \sum_k x(k) \psi^* \left( \frac{n - kb_0 a_0^m}{a_0^m} \right) \quad (7)$$

Donde:

$a_0^m$  es el factor de escalamiento.

$\psi$  es la wavelet madre y  $\psi^*$  es su conjugada.

$x(k)$  es la señal que se encuentra en análisis en forma discreta representada por sus coeficientes.

$b_0$  es el factor de traducción.

Los factores  $m$  y  $n$  son los parámetros de escala de tiempo, mientras que  $k$  representa por igual al tiempo discreto y la cantidad de coeficientes de la DWT.

### 2.3 Transformada de Clarke

La ocurrencia de una falla en una línea de transmisión ocasiona una distorsión de las señales no sólo en la o las fases en falla; sino también debido al acoplamiento mutuo entre las fases, las

fases no afectadas también se ven afectadas, es por ese motivo que se hace necesaria la inclusión de un método que permita separar un sistema trifásico en 3 sistemas independientes, la transformada de Clarke es ampliamente extendida para conseguir con el objetivo planteado, la matriz que permite la transformación se muestra en (8)[36].

$$C^{-1} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 2 & -1 & -1 \\ 0 & \sqrt{3} & \sqrt{3} \end{bmatrix} \quad (8)$$

Con la inversa de la matriz de Clarke tal como se indicó en (8) es posible convertir las señales de un sistema trifásico en operación durante una falla o cortocircuito; como bien se dijo antes, la ocurrencia de un cortocircuito implica en sí mismo una anomalía y por tanto un desbalance en la red de transmisión justificando la necesidad de separar el sistema en 3 sistemas monofásicos para su fácil estudio, en secciones siguientes se mostrará el impacto de la transformada de Clarke frente a los diferentes tipos de fallas.

### 3. Descripción del método

El suceso de una falla en una línea de transmisión de cualquier naturaleza ocasiona la generación de ondas viajeras que se propagan por la línea de transmisión desde el punto de falla hacia la barra de envío o nodo i hacia la barra de recepción o nodo j entendiendo a estos nodos o barras como los extremos de la línea de transmisión entre los cuales existe un flujo de potencia, a una velocidad dada que normalmente depende del medio, la composición y estructura de la línea de transmisión, la frecuencia y en un momento la velocidad de propagación tiene directa relación con las condiciones climáticas, no existe un método 100% confiable para el cálculo de la velocidad de propagación de las

ondas viajeras sobre la línea de transmisión dado que los factores que entran en estudio son demasiado variantes, sin embargo; en la mayor parte de documentos se menciona que la mejor alternativa contempla el uso de la inductancia y la capacitancia de la línea para la obtención de la velocidad de propagación.

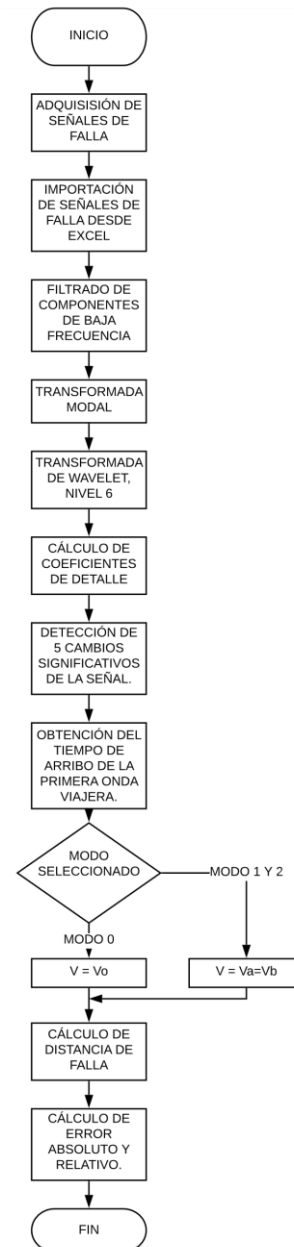


Figura 2. Flujoograma algoritmo de localización de fallas.



La figura 3 muestra el modo en que las ondas se propagan por la línea de transmisión y el modo en que el tiempo permite obtener la distancia de falla, es claro que la primera onda que debería arribar al punto en donde se observa la falla es y siempre será la onda reflejada desde el punto de falla siendo que la onda que le sigue será aquella reflejada desde el extremo opuesto de la línea en estudio. Si merma de lo antes mencionado se puede notar también que en ambos extremos de la línea se obtiene una reflexión desde el punto de falla en primer instante y luego se van a dar reflexiones y refracciones desde el punto de falla hacia ambas barras, por tanto, existirá un tiempo 1 ( $t_1$ ) en el que la onda arriba a la barra de envío y un tiempo 2 ( $t_2$ ) en el que la primera onda alcanza la banda de recepción.

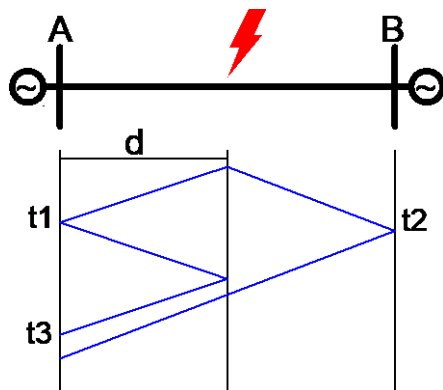


Figura 3. Diagrama de Lattice

Por otro lado, en los casos que continúan la velocidad de propagación de las ondas en la línea depende netamente de los parámetros inductivos y capacitivos de la red con lo cual la tabla 1 muestra los parámetros de secuencia positiva, negativa y cero de cada línea del sistema de prueba; mientras que en la tabla 2 se detallan las velocidades calculadas en función de los valores de capacitancia e inductancia de modo que se ajuste a la ecuación (9).

$$V = \frac{1}{\sqrt{L * C}} \quad (9)$$

Donde,  $L$  representa la inductancia de la línea de transmisión por unidad de longitud mientras que  $C$  representa la capacitancia de la línea de transmisión por unidad de longitud. Para cualquier caso los parámetros pueden venir expresados en metros o kilómetros ante lo cual la velocidad resultante vendrá expresada en m/s o km/s. Las diferentes configuraciones de las líneas de transmisión terminan por afectar el modo en que las ondas viajeras recorren la red y por tanto cada línea de transmisión deberá ser adecuadamente parametrizada para comprender que un tiempo similar en el método no siempre representará una distancia similar respecto a la ubicación de la falla.

Tabla 1. Parámetros de línea[37]

Línea	Terminal i	Terminal j	Distancia total [km]	L 1 – 2 [mH/km]	C 1 – 2 [uF/km]	L0 [mH/km]	C0 [uF/km]
Line 01 - 02	Bus 01	Bus 02	275.50	0.69189734	0.0269	2.9682	0.0065
Line 01 - 39	Bus 01	Bus 39	167.60	0.69189734	0.0475	2.9682	0.0115
Line 02 - 03	Bus 02	Bus 03	101.20	0.69189734	0.0270	2.9682	0.0066
Line 02 - 25	Bus 02	Bus 25	57.60	0.69189734	0.0269	2.9682	0.0065
Line 03 - 04	Bus 03	Bus 04	142.80	0.69189734	0.0164	2.9682	0.0040
Line 03 - 18	Bus 03	Bus 18	89.10	0.69189734	0.0254	2.9682	0.0062
Line 04 - 05	Bus 04	Bus 05	85.80	0.69189734	0.0166	2.9682	0.0040
Line 04 - 14	Bus 04	Bus 14	86.50	0.69189734	0.0170	2.9682	0.0041
Line 05 - 06	Bus 05	Bus 06	17.40	0.69189734	0.0264	2.9682	0.0064
Line 05 - 08	Bus 05	Bus 08	75.10	0.69189734	0.0208	2.9682	0.0051

<b>Line 06 - 07</b>	Bus 06	Bus 07	61.70	0.69189734	0.0194	2.9682	0.0047
<b>Line 06 - 11</b>	Bus 06	Bus 11	55.00	0.69189734	0.0268	2.9682	0.0065
<b>Line 07 - 08</b>	Bus 07	Bus 08	30.80	0.69189734	0.0268	2.9682	0.0065
<b>Line 08 - 09</b>	Bus 08	Bus 09	243.30	0.69189734	0.0166	2.9682	0.0040
<b>Line 09 - 39</b>	Bus 09	Bus 39	167.60	0.69189734	0.0760	2.9682	0.0185
<b>Line 10 - 11</b>	Bus 10	Bus 11	28.80	0.69189734	0.0268	2.9682	0.0065
<b>Line 10 - 13</b>	Bus 10	Bus 13	28.80	0.69189734	0.0268	2.9682	0.0065
<b>Line 13 - 14</b>	Bus 13	Bus 14	67.70	0.69189734	0.0270	2.9682	0.0066
<b>Line 14 - 15</b>	Bus 14	Bus 15	145.40	0.69189734	0.0267	2.9682	0.0065
<b>Line 15 - 16</b>	Bus 15	Bus 16	63.00	0.69189734	0.0288	2.9682	0.0070
<b>Line 16 - 17</b>	Bus 16	Bus 17	59.70	0.69189734	0.0239	2.9682	0.0058
<b>Line 16 - 19</b>	Bus 16	Bus 19	130.70	0.69189734	0.0247	2.9682	0.0060
<b>Line 16 - 21</b>	Bus 16	Bus 21	90.50	0.69189734	0.0299	2.9682	0.0073
<b>Line 16 - 24</b>	Bus 16	Bus 24	39.50	0.69189734	0.0182	2.9682	0.0044
<b>Line 17 - 18</b>	Bus 17	Bus 18	55.00	0.69189734	0.0255	2.9682	0.0062
<b>Line 17 - 27</b>	Bus 17	Bus 27	116.00	0.69189734	0.0294	2.9682	0.0072
<b>Line 21 - 22</b>	Bus 21	Bus 22	93.80	0.69189734	0.0290	2.9682	0.0071
<b>Line 22 - 23</b>	Bus 22	Bus 23	64.30	0.69189734	0.0305	2.9682	0.0074
<b>Line 23 - 24</b>	Bus 23	Bus 24	234.60	0.69189734	0.0163	2.9682	0.0040
<b>Line 25 - 26</b>	Bus 25	Bus 26	216.50	0.69189734	0.0251	2.9682	0.0061
<b>Line 26 - 27</b>	Bus 26	Bus 27	98.50	0.69189734	0.0258	2.9682	0.0063
<b>Line 26 - 28</b>	Bus 26	Bus 28	317.70	0.69189734	0.0260	2.9682	0.0063
<b>Line 26 - 29</b>	Bus 26	Bus 29	418.90	0.69189734	0.0261	2.9682	0.0063
<b>Line 28 - 29</b>	Bus 28	Bus 29	101.20	0.69189734	0.0261	2.9682	0.0063

Tabla 2. Velocidades de propagación

Línea	Terminal i	Terminal j	Velocidad propagación 1 – 2 [m/s]	Velocidad propagación 0 [m/s]
<b>Line 01 - 02</b>	Bus 01	Bus 02	2.317E+08	2.268E+08
<b>Line 01 - 39</b>	Bus 01	Bus 39	1.745E+08	1.708E+08
<b>Line 02 - 03</b>	Bus 02	Bus 03	2.315E+08	2.266E+08
<b>Line 02 - 25</b>	Bus 02	Bus 25	2.319E+08	2.270E+08
<b>Line 03 - 04</b>	Bus 03	Bus 04	2.964E+08	2.902E+08
<b>Line 03 - 18</b>	Bus 03	Bus 18	2.384E+08	2.332E+08
<b>Line 04 - 05</b>	Bus 04	Bus 05	2.950E+08	2.891E+08
<b>Line 04 - 14</b>	Bus 04	Bus 14	2.920E+08	2.856E+08
<b>Line 05 - 06</b>	Bus 05	Bus 06	2.339E+08	2.289E+08
<b>Line 05 - 08</b>	Bus 05	Bus 08	2.633E+08	2.576E+08
<b>Line 06 - 07</b>	Bus 06	Bus 07	2.726E+08	2.668E+08
<b>Line 06 - 11</b>	Bus 06	Bus 11	2.322E+08	2.272E+08
<b>Line 07 - 08</b>	Bus 07	Bus 08	2.320E+08	2.272E+08
<b>Line 08 - 09</b>	Bus 08	Bus 09	2.953E+08	2.891E+08
<b>Line 09 - 39</b>	Bus 09	Bus 39	1.379E+08	1.350E+08
<b>Line 10 - 11</b>	Bus 10	Bus 11	2.320E+08	2.272E+08

Line 10 - 13	Bus 10	Bus 13	2.320E+08	2.272E+08
Line 13 - 14	Bus 13	Bus 14	2.314E+08	2.264E+08
Line 14 - 15	Bus 14	Bus 15	2.326E+08	2.278E+08
Line 15 - 16	Bus 15	Bus 16	2.240E+08	2.194E+08
Line 16 - 17	Bus 16	Bus 17	2.461E+08	2.409E+08
Line 16 - 19	Bus 16	Bus 19	2.420E+08	2.370E+08
Line 16 - 21	Bus 16	Bus 21	2.200E+08	2.153E+08
Line 16 - 24	Bus 16	Bus 24	2.814E+08	2.754E+08
Line 17 - 18	Bus 17	Bus 18	2.382E+08	2.332E+08
Line 17 - 27	Bus 17	Bus 27	2.217E+08	2.169E+08
Line 21 - 22	Bus 21	Bus 22	2.233E+08	2.185E+08
Line 22 - 23	Bus 22	Bus 23	2.179E+08	2.132E+08
Line 23 - 24	Bus 23	Bus 24	2.974E+08	2.914E+08
Line 25 - 26	Bus 25	Bus 26	2.397E+08	2.347E+08
Line 26 - 27	Bus 26	Bus 27	2.366E+08	2.316E+08
Line 26 - 28	Bus 26	Bus 28	2.356E+08	2.306E+08
Line 26 - 29	Bus 26	Bus 29	2.354E+08	2.304E+08
Line 28 - 29	Bus 28	Bus 29	2.353E+08	2.304E+08

Finalmente, la distancia de falla será calculada haciendo uso de la ecuación (10) misma que hace uso de los tiempos antes observados, la longitud total de la línea y la velocidad de propagación, dicho cálculo es incluido dentro del algoritmo implementado y que se encuentra documentado por medio del flujograma de la figura 2[38], [39].

$$d = \frac{l - v * (t_2 - t_1)}{2} \quad (10)$$

Donde:

**d**: es la distancia de falla calculada en km.

**l**: es la longitud total de la línea de transmisión en km.

**v**: es la velocidad de propagación en km/s.

**t<sub>1</sub>** y **t<sub>2</sub>**: son los tiempos obtenidos en los registradores de falla en cada barra.

## 4. Análisis de resultados

El proceso que se plantea en la sección 3 requiere un proceso adecuado de procesamiento de las señales tanto de voltaje como de corriente obtenidas desde los simuladores especializados en estudios eléctricos, es así que se procedió a revisar a profundidad los resultados arrojados al hacer uso de diferentes escalas de transformación de la Wavelet madre, así como los niveles de transformación y el modo en que se obtienen los coeficientes de detalle para el posterior análisis en tiempos.

La figura 4 muestra una señal típica de falla al supervisar la corriente en el nodo o barra de envío, la señal corresponde a una falla monofásica a tierra con una reactancia de falla de 10 ohmios, la señal de falla ha sido simulada desde un estado de prefalla con una duración de 100 ms hasta alcanzar 100 ms después de la falla con lo cual se tiene

un total de 200 ms de simulación con una frecuencia de muestre de 100 kHz con lo cual se obtienen alrededor de 20000 datos por cada fase del sistema con su respectiva referencia de tiempo.

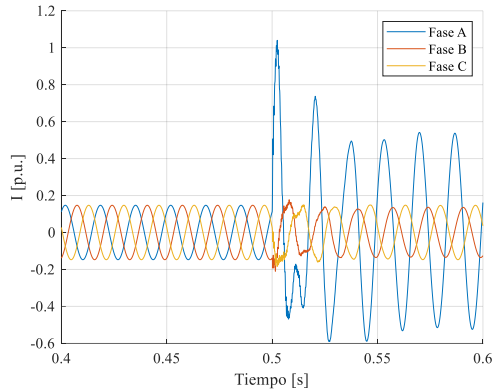


Figura 4. Corriente de falla monofásica a tierra

Al igual que en la figura 4, la figura 5 ilustra la misma falla, pero en este caso se ilustra la señal de voltaje, es importante mencionar que las señales están expresadas en valores por unidad y que la línea seleccionada para la falla es la línea 25-26 y la falla se produce al 30% de la línea.

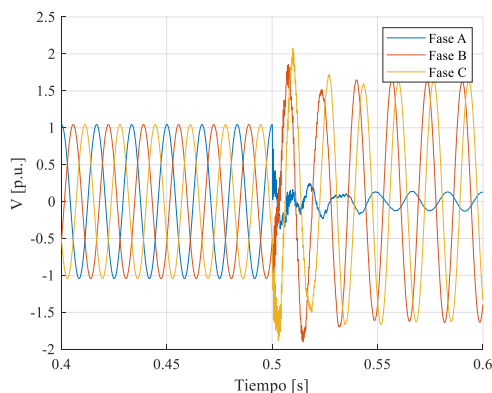


Figura 5. Voltaje de falla monofásica a tierra

Con el fin de reducir el efecto de la señal fundamental en el análisis de las ondas viajeras se ha filtrado las frecuencias por debajo de los 90 Hz permitiendo por tanto que las señales de alta frecuencia sean las que ingresan al estudio, el filtro seleccionado tiene un

orden de 2 y ha sido diseñado por medio de Butterworth.

Las señales son filtradas al inicio del proceso cuando son adquiridas desde Excel por Matlab con el fin de que las señales de las que se hace uso sean las adecuadas desde que se realiza la transformación modal en adelante. La figura 6 y 7 muestran las señales de corriente y voltaje filtradas correspondientemente.

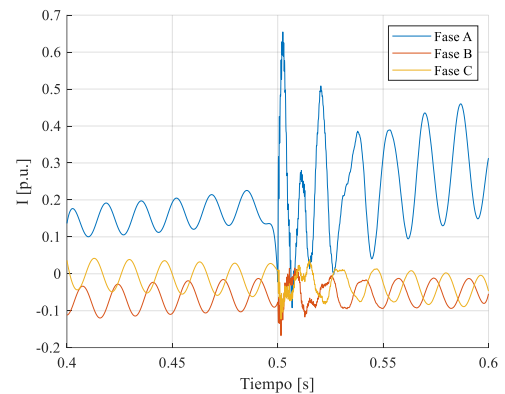


Figura 6. Señal de corriente filtrada

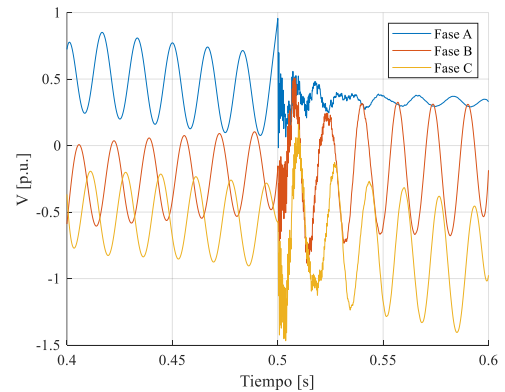


Figura 7. Señal de voltaje filtrada

Posterior al proceso de filtrado continúa la transformación modal con lo cual finalmente se obtienen los modos necesarios para la detección de fallas, la figura 8 y la figura 9 muestran los resultados de la transformación modal en las señales antes mostradas y que fueron filtradas como ya se mencionó en párrafos anteriores.

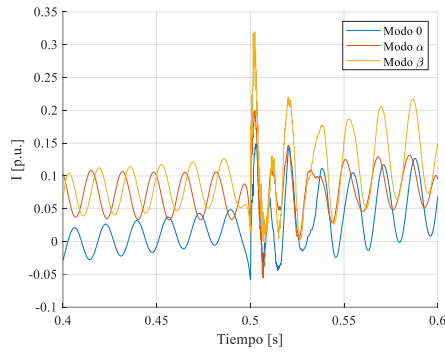


Figura 8. Corrientes modales

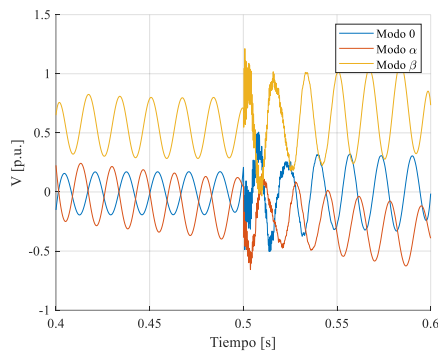


Figura 9. Voltajes modales

Las señales luego son sometidas a la transformada de Wavelet seleccionada para el presente trabajo de investigación misma que corresponde a Daubechies en escala 4, mientras que se ha optado por alcanzar el nivel 6 de transformación y en la obtención de los coeficientes de detalle también se ha seleccionado la escala 6. Sin embargo, para fines demostrativos se ilustra en la figura 10 los coeficientes de detalle obtenidos en el nivel de reconstrucción 1 para el modo 2 o Alpha de las señales modales.

Se puede apreciar con facilidad que la señal tal como se muestra es ilegible para el análisis de picos y sus tiempos de arribo dado que en el nivel 1 aún se incluyen señales de frecuencia media y baja y ello ocasiona mucho ruido después de los primeros picos, conforme se avanza en los niveles de los coeficientes de detalle la transformada comienza a devolver información relacionada con

señales de mayor frecuencia excluyendo a las de menor frecuencia con lo cual la señal se notará con menos ruido y mayor claridad de análisis.

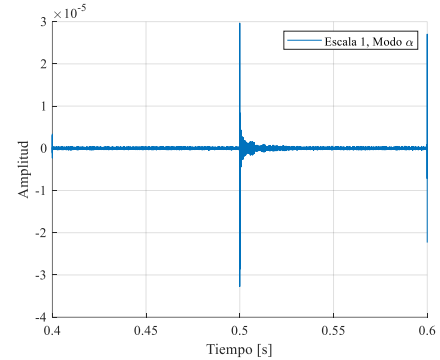


Figura 10. Nivel 1, modo Alpha

Lo antes mencionado se puede observar en la figura 11 en donde se ha utilizado el nivel 4.

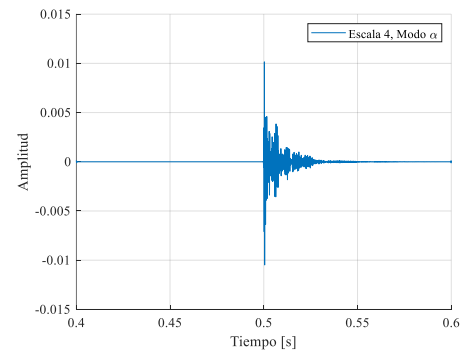


Figura 11. Nivel 4, modo Alpha

La figura 12 muestra el mismo modo seleccionado en las figuras 10 y 11 a excepción de que en este caso el nivel de transformación seleccionado es el nivel 6.

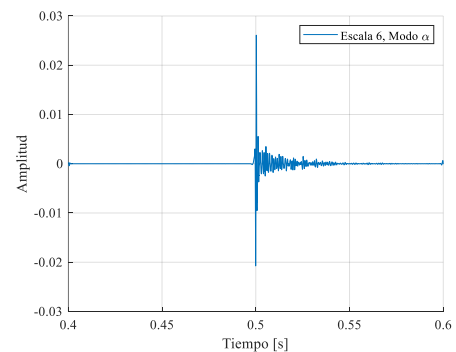


Figura 12. Nivel 6, modo Alpha falla monofásica a tierra.

La figura 13 muestra en detalle la zona de importancia de la transformada que se ubica en el instante de falla y corresponde a los 100 ms después del inicio de la simulación y se opta por visualizar únicamente 5 ms antes y 15 milisegundos después de la ocurrencia de la falla, el tiempo de prefalla es menor dado que no suceden eventos de relevancia en se lapso sin embargo, el lapso de tiempo después de la falla si es de interés dado que dentro de esta franja de tiempo suceden la mayor cantidad de picos correspondientes a reflexiones y refracciones desde el punto de falla a pesar de que son los primeros picos los seleccionados para el cálculo de la diferencia de tiempo para el cálculo final de la distancia de falla.

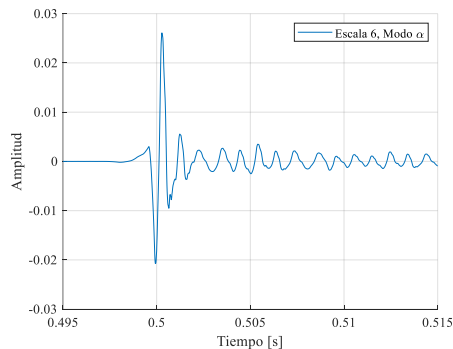


Figura 13. Detalle nivel 6, modo Alpha

Es claro que en este caso los picos tanto en amplitud y polaridad son los adecuados para realizar el análisis en el que se centra la presente investigación.

Hasta ahora solamente se han incluido señales de falla de un extremo de la línea, sin embargo, la presente investigación plantea el cálculo por medio de detectores de falla en ambos extremos de la línea de transmisión, las simulaciones nos permiten obtener datos ajustados con señales de tiempo sincronizadas sin gran esfuerzo y es por esto que se ha optado por el método de dos barras como se explicó en la sección 3. La figura 14 muestra el mismo caso

que se ha venido estudiando, pero con la inclusión de la señal obtenida en el otro extremo de la línea en estudio. La falla se produce al 30% de la línea se espera un desfase entre el primer pico negativo de la barra i respecto del primer pico positivo de la señal en la barra j (nodo de envío y recepción).

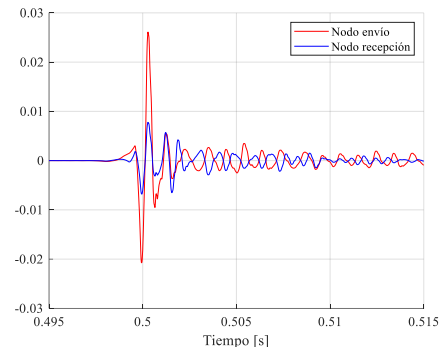


Figura 14. Nodo de envío (i) vs Nodo de recepción (j).

Se puede observar el desfase que existe entre las señales siendo esto un efecto normal debido a que la falla sucede más cerca del nodo de envío respecto al nodo de recepción, al revisar los puntos en los que suceden cambios significativos en la señal (puntos donde puede haber un pico) se nota que la diferencia de puntos suceden cada 35 puntos lo que representa 0.35 ms de tiempo entre los picos de una señal respecto de la otra con lo cual al aplicar la fórmula (10) y utilizar la velocidad de propagación calculada para la línea en cuestión se obtiene una distancia de falla calculada de 66.3 km comparado a los 64.95 km que son la distancia de falla real con lo cual se obtiene un error absoluto de 1.3 km lo cual representa un error relativo de 0.62% siendo esto un porcentaje válido para métodos de detección. Al cambiar la escala de la Wavelet madre de 4 a 10 el error aumenta a un 6% con lo cual se valida que la escala que mejores resultados arroja es la escala 4 y por tanto los

resultados que se muestran en adelante son generados usando Daubechies 4.

La figura 15 muestra una comparación similar a la realizada por la figura 14 pero con un cambio en la distancia de falla dado que ahora se compara señales con una falla sucedida al 50% de la línea lo que resulta en una distancia real de falla de 108.25 km.

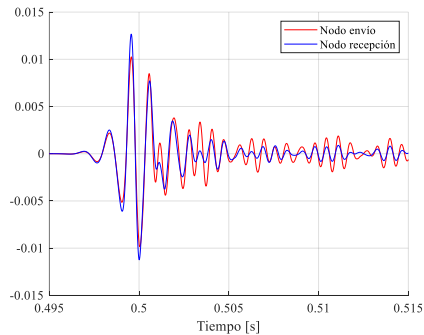


Figura 15. Falla al 50% de la línea

Para el caso ilustrado en la figura 15 se puede observar que los picos suceden en el mismo momento por lo que el tiempo de detalle equivale a 0 ms con lo cual la expresión del cálculo de distancia anula uno de sus términos y la distancia calculada corresponde exactamente al 50% de la línea con lo cual tanto el error absoluto como el error relativo son de 0 km y 0% correspondientemente. Con el fin de notar los cambios en el nodo de envío frente a los diferentes eventos en distintas ubicaciones de la línea la figura 16 muestra la señal del nodo de envío en la falla al 30% y al 50% bajo el procesamiento de señal descrito.

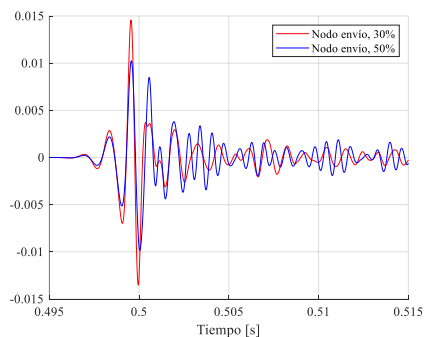


Figura 16. Comparación diferente distancia de falla.

Es notable que existen diferencias entre las 2 señales con lo cual se valida que las señales que se están implementando para el cálculo de la distancia de falla varían ante diferentes escenarios. La figura 17 muestra los picos que pueden ser utilizados para el cálculo de distancia en la falla que sucede al 30%.

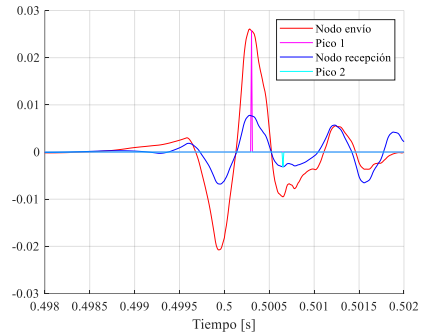


Figura 17. Picos usados para cálculo de distancia al 30% de la línea.

La figura 18 muestra por otro lado lo que sucede en el momento de calcular la distancia de aquella falla que sucede al 50% de la línea se puede observar que como se mencionó con anterioridad las señales son congruentes con un suceso que sucede a igual distancia de un nodo que del otro nodo dado que las señales que arriban a un nodo y al otro lo hacen al mismo tiempo por ello el tiempo de detalle es nulo. La gráfica ilustra que efectivamente los picos detectados se encuentran muy cercanos llegando incluso a ser el mismo punto.

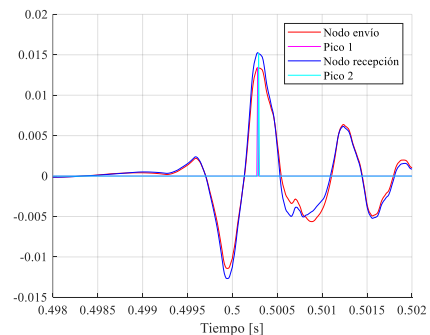


Figura 18. Picos usados para cálculo de distancia al 50% de la línea.

En adelante y con el fin de estudiar el rendimiento del algoritmo se ensayan diferentes fallas en ubicaciones diferentes de la línea con lo cual se espera validar el porcentaje de error que se obtiene ante diferentes situaciones dada la sensibilidad del modelo frente a variaciones en la distancia de la línea de transmisión.

La figura 19 muestra la corriente de falla registrada en el nodo de envío para una falla bifásica a tierra en la misma línea, misma que ocurre al 30 % de la línea de transmisión.

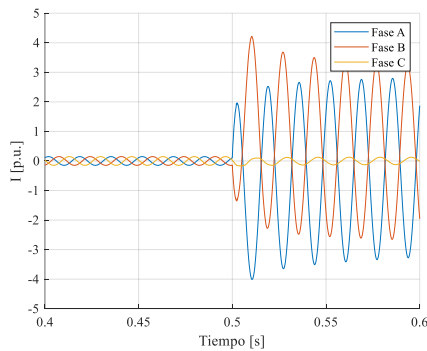


Figura 19. Corriente de falla nodo de envío.

Una vez realizado el proceso de filtrado de la señal además de la transformación modal la figura 20 ilustra la misma señal lista para ser procesada.

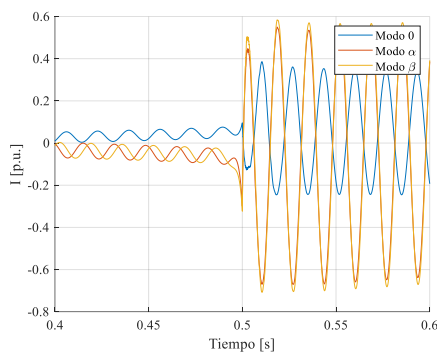


Figura 20. Transformación modal falla bifásica a tierra.

Se muestra en la figura 21 los coeficientes de detalle en nivel 6 del modo 2 de la señal de falla bifásica al 30% de la línea.

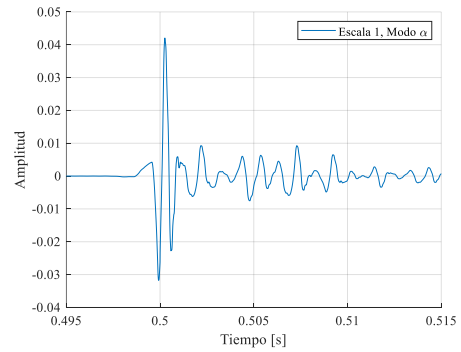


Figura 21. Nivel 6, modo Alpha falla bifásica tierra

Para el caso de la falla del 30% de la línea la figura 22 muestra los picos utilizados para el cálculo de la distancia de falla que en este caso nos arroja una distancia de falla de 66.3 km con lo cual el error absoluto se calcula en 0.62%.

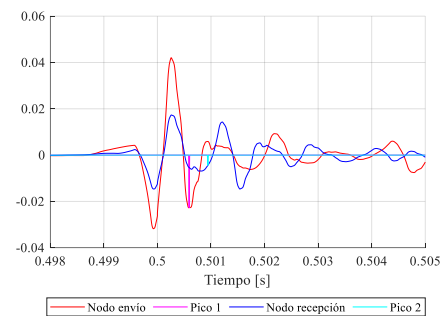


Figura 22. Picos detectados falla bifásica tierra al 30%

En adelante se van a ensayar fallas monofásicas a tierra y bifásicas a tierra al 30, 50 y 75% de las líneas en estudio que serán la línea 25-26 con una distancia total de 216.5 km, la línea 26-29 con una distancia total de 418.9 km y la línea 4-14 con una distancia total de 86.5 km. Las líneas seleccionadas responden a una línea de longitud media, larga y corta respectivamente. En virtud de ello la tabla 3 muestra los resultados obtenidos para las diferentes fallas y distancias ensayadas en la línea 25-26 que ya han sido previamente estudiadas durante el presente capítulo y que fueron útiles para validar el algoritmo planteado y con lo



cual se terminó de afinar los detalles en la detección.

Tabla 3. Resultados línea 25-26

Fases falladas	Porcentaje de línea para falla	Distancia real (km)	Distancia calculada (km)	Error (km)	Error relativo (%)
A	30%	64.95	65.097	-0.15	0.068
AC	30%	64.95	66.296	-1.35	0.621
A	50%	108.25	108.250	0.00	0.000
AC	50%	108.25	107.051	1.20	0.554
A	75%	162.38	162.192	0.18	0.085
AC	75%	162.38	160.993	1.38	0.638
A	90%	194.85	196.954	-2.10	0.972
AC	90%	194.85	194.556	0.29	0.136

De la tabla 3 se puede extraer que el error promedio en la detección es del 0.38% y se debe principalmente a que el algoritmo no detecta con total exactitud los picos correspondientes a los arribos de las ondas viajeras.

La tabla 4 muestra los resultados obtenidos para fallas monofásicas a tierra y para fallas trifásicas ocasionadas en la línea de mayor longitud del sistema ante lo cual se observa que las fallas trifásicas cercanas a los extremos de la línea (caso de 30% y 90%) son las que mayor porcentaje de error producen aún así el método mantiene un porcentaje de error promedio del 0.67% esto debido a que en ningún caso el error supera el 2% de error relativo siendo el peor caso la falla trifásica que ocurre al 30% de la línea la cual tiene un error absoluto de 7.26 km entre la distancia real y la distancia calculada por el método.

Tabla 4. Resultados línea 26-29

Fases falladas	Porcentaje de línea para falla	Distancia real (km)	Distancia calculada (km)	Error (km)	Error relativo (%)
A	30%	125.67	125.871	-0.20	0.048
ABC	30%	125.67	132.934	-7.26	1.734
A	50%	209.45	209.450	0.00	0.000
ABC	50%	209.45	209.450	0.00	0.000

A	75%	314.18	311.864	2.31	0.552
ABC	75%	314.18	311.864	2.31	0.552
A	90%	377.01	373.312	3.70	0.883
ABC	90%	377.01	383.671	-6.66	1.590

Se comprueba también que mientras más se aleja la señal (en tiempo) del momento en que ocurre la falla el algoritmo es capaz de detectar la distancia con menor error de porcentaje, por tanto, como se mencionó con anterioridad el brindar una mayor cantidad de picos detectables el algoritmo mejora los porcentajes de error admitidos.

La tabla 5 muestra los resultados obtenidos para fallas monofásica a tierra y bifásica sin tierra para la línea 4-14, una de las más cortas del sistema con apenas 86.5 km donde en general le fue más difícil al algoritmo obtener resultados aceptables dado que los puntos o picos iniciales no arrojaban información adecuada por lo que en algunos casos fue necesario detectar hasta 40 puntos máximos hasta encontrar el conjunto o par de picos que mejor describen el tiempo transcurrido aun así se mantiene el criterio de detección entre dos picos (uno por cada barra o nodo de la línea) el error promedio en esta línea se puntúa en 0.59% sin embargo fue necesario detectar una mayor cantidad de picos para satisfacer la detección.

Tabla 5. Resultados línea 4-14

Fases falladas	Porcentaje de línea para falla	Distancia real (km)	Distancia calculada (km)	Error (km)	Error relativo (%)
C	30%	25.95	27.190	-1.24	1.433
BC	30%	25.95	25.730	0.22	0.255
C	50%	43.25	43.250	0.00	0.000
BC	50%	43.25	43.250	0.00	0.000
C	75%	64.88	65.151	-0.28	0.319
BC	75%	64.88	65.151	-0.28	0.319
C	90%	77.85	76.831	1.02	1.178

## 5. Conclusiones

El análisis de las señales de alta frecuencia que se producen al suceder una falla en una línea de transmisión permite determinar la propagación de las ondas viajeras características de este tipo de eventos, el procesamiento de estas ondas permite determinar con éxito la distancia a la que ocurre la falla desde cualquiera de los extremos de la línea en estudio.

La adecuada obtención de los coeficientes de detalle de la señal de corriente es fundamental puesto que estos coeficientes deben estar correctamente relacionados con el tiempo en el que se adquirió la señal dado que la sincronización de las señales permitirá encontrar distancias correctas, procesos relacionados con interpolaciones o cambios en las dimensiones de los vectores adquiridos introducirán fallos en los tiempos de detalle.

El uso de las señales de corriente de falla fue validado durante el análisis de señal siendo estas las más adecuadas para el estudio planteado, mientras que el mejor modo para el estudio es el modo aéreo o modo  $\alpha$  dado que el modo 0 es dependiente del tipo de falla y sus características, la versatilidad de la combinación de señal y modo permite que el algoritmo sea adecuado para las diversas fallas que existen en sistemas de transmisión.

El uso de filtros en la señal adquirida permite eliminar señales de baja frecuencia que pueden afectar el procesamiento final de las señales, la correcta selección del filtro, su frecuencia de corte y el orden

seleccionado es fundamental dado que la omisión de toda la información de baja frecuencia puede reducir la eficacia del método.

### 5.1 Trabajos futuros

Generar un método para adquirir señales con menor cantidad de ruido que sean más sencillas de analizar por medio de las transformadas de Wavelet evitando que señales no deseadas sean ingresadas en el estudio y puedan arrojar falsos resultados.

Desarrollar una metodología para obtener el tiempo de falla basado en el uso de un sólo registrador de falla, colocado en un extremo de línea para con ello conseguir calcular la distancia de falla, el uso de un tiempo de detalle puede significar un sistema de menor costo dado que sólo requeriría un registrador de falla.

Considerar las condiciones climáticas, ambientales y de emplazamiento de la red como un factor de corrección sobre los parámetros de la línea y su posible afectación sobre la velocidad de propagación con el fin de ajustar de mejor manera el método y conseguir mejores resultados.

Realizar un procedimiento de detección de picos en la señal por medio de un estudio de señal más detallado con el fin de detectar con mayor certeza el arribo de la primera onda viajera.

## 6. Referencias

- [1] A. Lei, X. Dong, and S. Shi, "A novel method to identify the travelling wave reflected from the fault point or the remote-end bus," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2015-Septe, pp. 1–5, 2015.
- [2] X. Li, Z. He, and L. Xia, "A novel fault location method using

- traveling wave natural frequencies for transmission grid,” *DRPT 2011 - 2011 4th Int. Conf. Electr. Util. Deregul. Restruct. Power Technol.*, no. 50877068, pp. 209–212, 2011.
- [3] Pyare Lal Tandan and Abhijit Mandal, “Identification of Faults and its Location in Transmission Line by using Wavelet Transform,” *Int. J. Eng. Res.*, vol. V4, no. 03, pp. 552–558, 2015.
- [4] W. C. Santos, F. V. Lopes, N. S. D. Brito, and B. A. Souza, “High-Impedance Fault Identification on Distribution Networks,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 32, no. 1, pp. 23–32, 2017.
- [5] S. Silva, P. Costa, M. Gouvea, A. Lacerda, F. Alves, and D. Leite, “High impedance fault detection in power distribution systems using wavelet transform and evolving neural network,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 154, pp. 474–483, 2018.
- [6] W. Fei, G. Ji, D. Sharma, and J. N. Jiang, “A New Traveling Wave Representation for Propagation of Energy Transients in Power Lines from a Quantum Perspective,” *2018 North Am. Power Symp. NAPS 2018*, pp. 1–6, 2019.
- [7] G. Morales-España, J. Mora-Flórez, and H. Vargas-Torres, “Fault location method based on the determination of the minimum fault reactance for uncertainty loaded and unbalanced power distribution systems,” *2010 IEEE/PES Transm. Distrib. Conf. Expo. Lat. Am. T D-LA 2010*, pp. 803–809, 2011.
- [8] F. M. Aboshady, M. Sumner, and D. W. P. Thomas, “A double end fault location technique for distribution systems based on fault-generated transients,” in *2017 IEEE 26th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, 2017, pp. 32–36.
- [9] R. Kumar and D. Saxena, “A Traveling Wave Based Method for Fault Location in Multi-Lateral Distribution Network with DG,” *Int. Conf. Innov. Smart Grid Technol. ISGT Asia 2018*, pp. 7–12, 2018.
- [10] P. Jafarian and M. Sanaye-Pasand, “A traveling-wave-based protection technique using wavelet/pca analysis,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 25, no. 2, pp. 588–599, 2010.
- [11] A. Lei, X. Dong, S. Shi, and B. Wang, “A novel current travelling wave based single-ended fault location method for locating single-phase-to-ground fault of transmission line,” *Proc. Univ. Power Eng. Conf.*, vol. 2015-Novem, pp. 1–6, 2015.
- [12] J. U. N. de Nunes and A. S. Bretas, “Extended impedance-based fault location formulation for active distribution systems,” in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2016, vol. 2016-Novem, pp. 1–5.
- [13] M. Goudarzi, B. Vahidi, R. A. Naghizadeh, and S. H. Hosseinian, “Improved fault location algorithm for radial distribution systems with discrete and continuous wavelet analysis,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 67, pp. 423–430, 2015.
- [14] P. Liu, Y. Wu, Y. Su, and B. Duan, “Fault detection and location of

- microgrid based on distributed decision,” *IECON 2017 - 43rd Annu. Conf. IEEE Ind. Electron. Soc.*, pp. 5054–5059, 2017.
- [15] R. Benato, S. D. Sessa, M. Poli, C. Quaciari, and G. Rinzo, “An online travelling wave fault location method for unearthed-operated high-voltage overhead line grids,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 33, no. 6, pp. 2776–2785, 2018.
- [16] 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, 2017.
- [17] P. E. Argyropoulos and H. Lev-Ari, “Wavelet Customization for Improved Fault-Location Quality in Power Networks,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 30, no. 5, pp. 2215–2223, 2015.
- [18] K. Vásquez, “Usos y aplicaciones de registradores automáticos de perturbaciones en el Sistema Nacional de Transmisión,” p. 7, 2007.
- [19] O. P. Dahal, S. M. Brahma, and H. Cao, “Comprehensive clustering of disturbance events recorded by phasor measurement units,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 29, no. 3, pp. 1390–1397, 2014.
- [20] M. Adamiak and R. Hunt, “Application of Phasor Measurement Units for Disturbance Recording,” in *10th Annual Georgia Tech Fault and Disturbance Analysis Conference*, 2007, pp. 18–26.
- [21] H. U. Banna, S. Khushalani Solanki, and J. Solanki, “Spatial and Temporal Redundancy Removal in Disturbance Events Recorded by Phasor Measurement Units,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2018-Augus, pp. 1–5, 2018.
- [22] Operador Nacional De Electricidad - CENACE, “Informe anual 2017,” Quito, 2017.
- [23] M. G. R. Maldonado, “Wireless sensor network for smart home services using optimal communications,” *Proc. - 2017 Int. Conf. Inf. Syst. Comput. Sci. INCISCOS 2017*, vol. 2017-Novem, pp. 27–32, 2018.
- [24] M. Ruiz and E. M. Garcia Torres, “Interoperabilidad entre Medidores Inteligentes de Energía Eléctrica Residencial,” Universidad Politecnica Salesiana, 2015.
- [25] M. G. Ruiz Maldonado, “Design of a Wireless-Fiber Hybrid System for Data Transmission of Smart Energy Meters in Smart Grid Networks,” *Pontif. Univ. Católica Del Ecuador Fac.*, p. 185, 2016.
- [26] Nordic Regional Group, “GRID DISTURBANCE AND FAULT STATISTICS,” 2009.
- [27] T. Gonen, *Electrical Power Transmission System Engineering*, vol. 27, no. 1. CRC Press, 2015.
- [28] Y. Ma, L. Yang, F. Wang, and L. M. Tolbert, “Short circuit fault emulation by shunt connected voltage source converter,” *2015 IEEE Energy Convers. Congr. Expo. ECCE 2015*, pp. 2622–2628, 2015.
- [29] P. J. Gomes and G. Shrividya, “Fault Location Using Discrete

- Wavelet Transform For Smart Grid Distribution Systems,” no. May, pp. 4765–4769, 2019.
- [30] T. K. Patel, P. C. Panda, S. C. Swain, and S. K. Mohanty, “A fault detection technique in transmission line by using discrete wavelet transform,” *Proc. 2017 2nd IEEE Int. Conf. Electr. Comput. Commun. Technol. ICECCT 2017*, vol. 751024, pp. 0–5, 2017.
- [31] A. Malhotra, O. P. Mahela, and H. Doraya, “Detection and classification of power system faults using discrete wavelet transform and rule based decision tree,” *2018 Int. Conf. Comput. Power Commun. Technol. GUCON 2018*, pp. 142–147, 2019.
- [32] P. Ray, D. P. Mishra, K. Dey, and P. Mishra, “Fault Detection and Classification of a Transmission Line Using Discrete Wavelet Transform & Artificial Neural Network,” *Proc. - 2017 Int. Conf. Inf. Technol. ICIT 2017*, pp. 178–183, 2018.
- [33] A. C. Adewole, R. Tzoneva, and S. Behardien, “Distribution network fault section identification and fault location using wavelet entropy and neural networks,” *Appl. Soft Comput. J.*, vol. 46, pp. 296–306, 2016.
- [34] X. G. Magagula, Y. Hamam, J. A. Jordaan, and A. A. Yusuff, “A fault classification and localization method in a power distribution network,” *2017 IEEE AFRICON Sci. Technol. Innov. Africa, AFRICON 2017*, pp. 1337–1343, 2017.
- [35] S. Kirubadevi and S. Sutha, “Wavelet based transmission line fault identification and classification,” *6th Int. Conf. Comput. Power, Energy, Inf. Commun. ICCPEIC 2017*, vol. 2018-Janua, pp. 737–741, 2018.
- [36] M. Abad López, “Algoritmos de localización de faltas en redes eléctricas,” 2016.
- [37] I. P. T. Force, *Benchmark Systems for Stability Controls Report on the EMTP-RV 39-bus system*, vol. 1. 2015, pp. 1–31.
- [38] S. Sajedi, F. Khalifeh, Z. Khalifeh, and T. Karimi, “Application of wavelet transform for identification of fault location on transmission lines,” *Aust. J. Basic Appl. Sci.*, vol. 5, no. 12, pp. 1428–1432, 2011.
- [39] G. Ma, L. Jiang, K. Zhou, and G. Xu, “A Method of Line Fault Location Based on Traveling Wave Theory,” *Int. J. Control Autom.*, vol. 9, no. 2, pp. 261–270, 2016.

## 7. Matriz del estado del arte

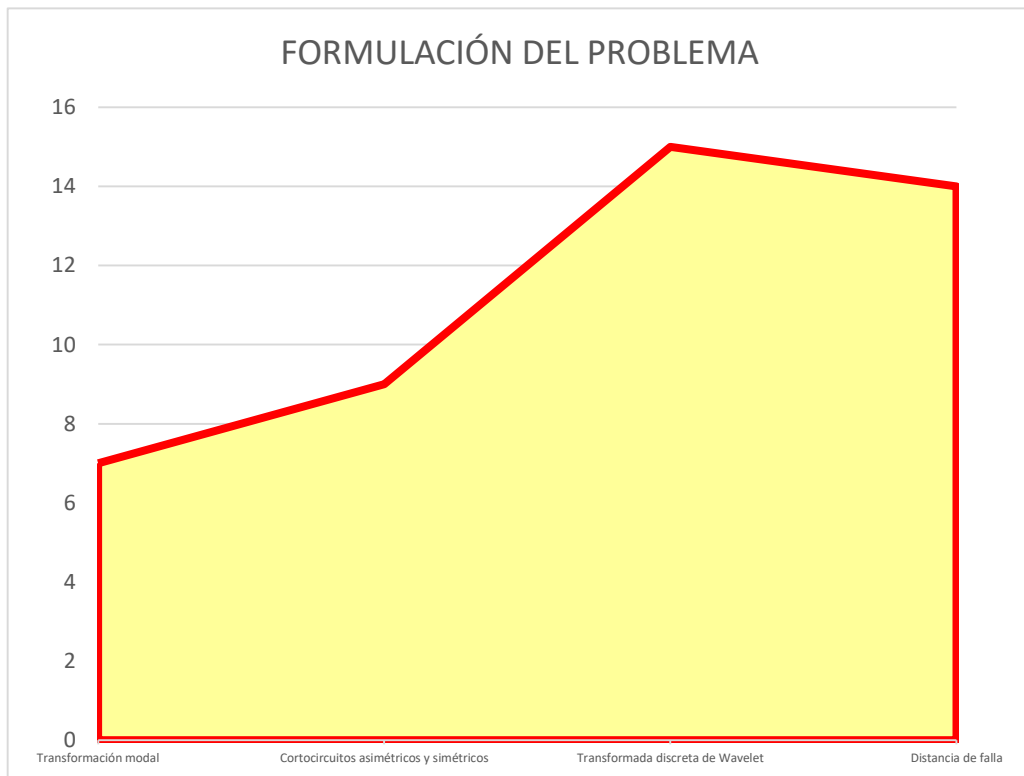
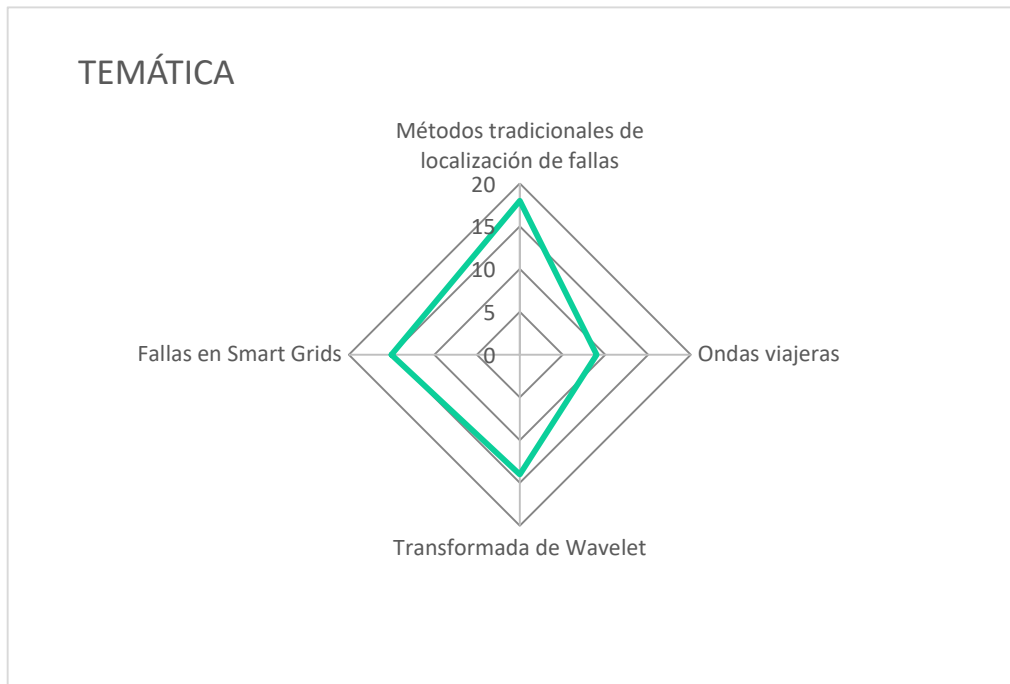
UBICACIÓN DE FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA BASADO EN EL ANÁLISIS DE SEÑALES TRANSITORIAS.																					
ITEM	DATOS	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA			
				Métodos tradicionales de localización de fallas	Ondas viajeras	Transformada de Wavelet	Fallas en Smart Grids	Transformación modal	Cortocircuitos asimétricos y simétricos	Transformada discreta de Wavelet	Distancia de falla	Fallas en líneas de transmisión	Velocidad de propagación	Coefficientes de detalle	Medición del tiempo de detalle	Cálculo de la velocidad de propagación	Cálculo del error	Pruebas con Wavelet Madre	Búsqueda de picos de coeficientes de detalle	Ensayos de niveles de transformación de Wavelet	Selección del modo de análisis según tipo de falla.
1	2015	A novel method to identify the travelling wave reflected from the fault point or the remote-end bus	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
2	2011	A novel fault location method using traveling wave natural frequencies for transmission grid	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
3	2015	Identification of Faults and its Location in Transmission Line by using Wavelet Transform	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4	2017	High-Impedance Fault Identification on Distribution Networks	59	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
5	2018	High impedance fault detection in power distribution systems using wavelet transform and evolving neural network	21	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6	2019	A New Traveling Wave Representation for Propagation of Energy Transients in Power Lines from a Quantum Perspective	2	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
7	2011	Fault location method based on the determination of the minimum fault reactance for uncertainty loaded and unbalanced power distribution systems	31	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
8	2017	A double end fault location technique for distribution systems based on fault-generated transients	5	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
9	2018	A Traveling Wave Based Method for Fault Location in Multi-Lateral Distribution Network with DG	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

10	2010	A traveling-wave-based protection technique using wavelet/pca analysis	170	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
11	2015	A novel current travelling wave based single-ended fault location method for locating single-phase-to-ground fault of transmission line	6	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
12	2016	Extended impedance-based fault location formulation for active distribution systems	4	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
13	2015	Improved fault location algorithm for radial distribution systems with discrete and continuous wavelet analysis	48	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
14	2017	Fault detection and location of microgrid based on distributed decision	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
15	2018	An online travelling wave fault location method for unearthed-operated high-voltage overhead line grids	12	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
16	2017	Traveling-Wave-Based Fault-Location Algorithm for Hybrid Multiterminal Circuits	57	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
17	2015	Wavelet Customization for Improved Fault-Location Quality in Power Networks	20	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
18	2007	Usos y aplicaciones de registradores automáticos de perturbaciones en el Sistema Nacional de Transmisión	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
19	2014	Comprehensive clustering of disturbance events recorded by phasor measurement units	48	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
20	2007	Application of Phasor Measurement Units for Disturbance Recording	15	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
21	2018	Spatial and Temporal Redundancy Removal in Disturbance Events Recorded by Phasor Measurement Units	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
22	2017	Informe anual 2017	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
23	2018	Wireless sensor network for smart home services using optimal communications	13	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
24	2015	Interoperabilidad entre Medidores Inteligentes de Energía Eléctrica Residencial	6	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
25	2016	Design of a Wireless-Fiber Hybrid System for Data Transmission of Smart Energy Meters in Smart Grid Networks	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
26	2009	GRID DISTURBANCE AND FAULT STATISTICS	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

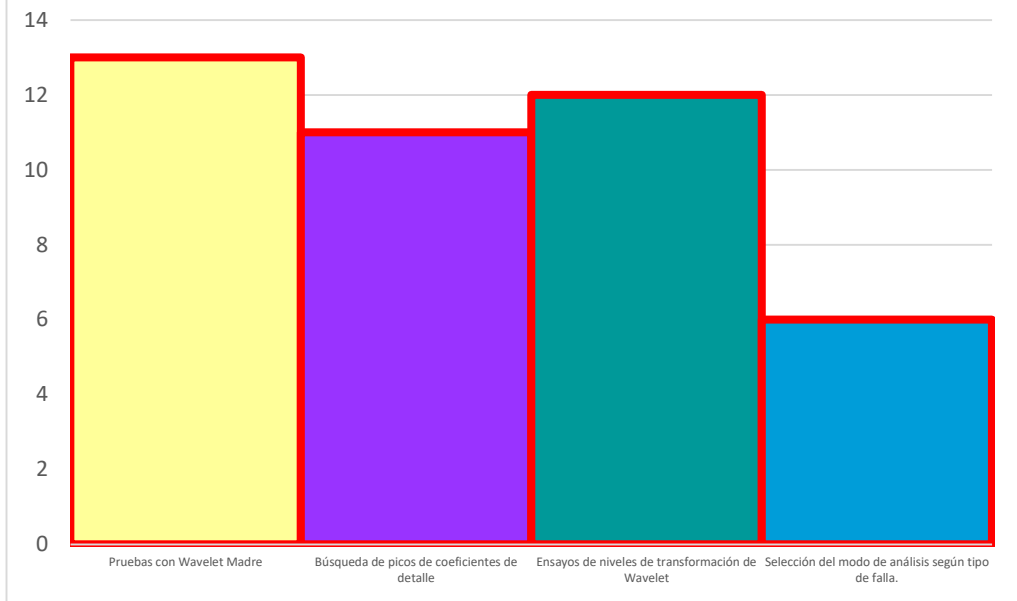
27	2015	Electrical Power Transmission System Engineering, vol. 27, no. 1	318	✗	□	□	□	□	□	✗	□	□	□	✗	□	□	□	✗	□	□	□
28	2015	Short circuit fault emulation by shunt connected voltage source converter	6	□	□	□	□	□	✗	□	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□
29	2019	Fault Location Using Discrete Wavelet Transform For Smart Grid Distribution Systems	0	✗	□	✗	✗	□	□	✗	✗	□	□	✗	□	□	□	✗	□	✗	□
30	2017	A fault detection technique in transmission line by using discrete wavelet transform	4	✗	□	✗	□	□	□	✗	□	✗	□	✗	✗	□	□	✗	□	✗	□
31	2019	Detection and classification of power system faults using discrete wavelet transform and rule based decision tree	0	□	□	✗	□	□	□	✗	□	□	□	✗	□	□	□	✗	□	✗	□
32	2018	Fault Detection and Classification of a Transmission Line Using Discrete Wavelet Transform & Artificial Neural Network	40	□	□	✗	□	□	□	✗	□	✗	□	✗	□	□	□	✗	□	✗	□
33	2016	Distribution network fault section identification and fault location using wavelet entropy and neural networks	28	□	□	✗	□	□	□	✗	□	□	□	✗	□	□	□	✗	□	✗	□
34	2017	A fault classification and localization method in a power distribution network	6	□	□	□	□	□	✗	□	✗	□	□	□	□	□	✗	□	□	□	□
35	2018	Wavelet based transmission line fault identification and classification	1	✗	□	✗	□	□	□	✗	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□
36	2016	Algoritmos de localización de faltas en redes eléctricas	1	✗	□	✗	□	✗	✗	✗	✗	□	□	✗	✗	✗	□	□	✗	□	□
37	2015	Benchmark Systems for Stability Controls Report on the EMTP-RV 39-bus system	2	□	□	□	✗	□	✗	□	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	□
38	2011	Application of wavelet transform for identification of fault location on transmission lines	10	□	✗	✗	□	✗	□	✗	✗	□	✗	✗	□	✗	□	✗	✗	✗	✗
39	2016	A Method of Line Fault Location Based on Traveling Wave Theory	7	□	✗	✗	□	✗	□	✗	✗	□	✗	✗	□	✗	□	✗	✗	✗	✗
				□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
				18	9	14	15	7	9	15	14	15	6	14	9	7	3	13	11	12	6



## 7.1 Resumen e Indicadores



## SOLUCIÓN DADA MEDIANTE



## 8. Anexo

### 8.1 Datos operativos de prefalla IEEE 39 barras

**Tabla 6. Datos operativos de prefalla IEEE 39 barras**

Barra	Pg	Pd	Qg	Qd	Qg max	Qg min	Vi	Vi max	Vi min	Base (kV)
1	5,53	0,92	1,69	0,05	2,00	-1,50	0,98	1,06	0,94	345
2	10,00	11,04	2,43	2,50	4,00	-2,00	1,03	1,06	0,94	345
3	6,50	0,00	1,71	0,00	2,70	-1,30	0,98	1,06	0,94	345
4	5,08	0,00	1,67	0,00	2,30	-1,00	1,01	1,06	0,94	345
5	6,32	0,00	0,76	0,00	2,50	-1,20	0,99	1,06	0,94	345
6	6,50	0,00	2,67	0,00	2,50	-1,30	1,04	1,06	0,94	345
7	5,60	0,00	2,42	0,00	2,50	-1,10	1,06	1,06	0,94	345
8	5,40	0,00	0,24	0,00	2,20	-1,10	1,02	1,06	0,94	345
9	8,30	0,00	0,63	0,00	3,20	-1,70	1,02	1,06	0,94	345
10	2,50	0,00	1,77	0,00	1,80	-0,50	1,04	1,06	0,94	345
11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,03	1,06	0,94	345
12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,02	1,06	0,94	345
13	0,00	3,22	0,00	0,02	0,00	0,00	0,98	1,06	0,94	345
14	0,00	5,00	0,00	1,84	0,00	0,00	0,95	1,06	0,94	345
15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,95	1,06	0,94	345
16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,95	1,06	0,94	345
17	0,00	2,34	0,00	0,84	0,00	0,00	0,94	1,06	0,94	345
18	0,00	5,22	0,00	1,76	0,00	0,00	0,94	1,06	0,94	345
19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,01	1,06	0,94	345
20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,95	1,06	0,94	345
21	0,00	2,74	0,00	1,15	0,00	0,00	0,98	1,06	0,94	345
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,01	1,06	0,94	345
23	0,00	2,75	0,00	0,84	0,00	0,00	1,01	1,06	0,94	345
24	0,00	3,09	0,00	0,92	0,00	0,00	0,97	1,06	0,94	345
25	0,00	2,24	0,00	0,47	0,00	0,00	1,02	1,06	0,94	345
26	0,00	1,39	0,00	0,17	0,00	0,00	1,01	1,06	0,94	345
27	0,00	2,81	0,00	0,76	0,00	0,00	0,99	1,06	0,94	345
28	0,00	2,06	0,00	0,28	0,00	0,00	1,01	1,06	0,94	345
29	0,00	2,84	0,00	0,27	0,00	0,00	1,01	1,06	0,94	345
30	0,00	6,28	0,00	1,03	0,00	0,00	0,98	1,06	0,94	345
31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,95	1,06	0,94	345
32	0,00	0,08	0,00	0,88	0,00	0,00	0,93	1,06	0,94	345
33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,95	1,06	0,94	345
34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,95	1,06	0,94	345
35	0,00	3,20	0,00	1,53	0,00	0,00	0,95	1,06	0,94	345
36	0,00	3,29	0,00	0,32	0,00	0,00	0,97	1,06	0,94	345
37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,98	1,06	0,94	345
38	0,00	1,58	0,00	0,30	0,00	0,00	0,98	1,06	0,94	345
39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,98	1,06	0,94	345