

**LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN BASADOS EN
IMPEDANCIA APARENTE UTILIZANDO EL
MÉTODO DE RATAN DAS.**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

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

**TEMA:
LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE
DISTRIBUCIÓN BASADOS EN IMPEDANCIA APARENTE UTILIZANDO
EL MÉTODO DE RATAN DAS.**

**AUTOR:
CRISTHIAN RENÉ RUIZ YANGE**

**TUTOR:
MILTON GONZALO RUIZ MALDONADO**

Quito, Julio 2018

Cristhian René Ruiz Yange

**LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN
BASADOS EN IMPEDANCIA APARENTE UTILIZANDO EL MÉTODO DE RATAN DAS.**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2018

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



Cristhian René Ruiz Yange (Y'1987 – F'16). Realizó sus estudios secundarios en el Instituto Tecnológico Superior “Dr. José Ochoa León” de la ciudad de Pasaje. Egresado de Ingeniería eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en demostrar la exactitud que tiene el método de Ratan Das para la localización de la ocurrencia de una falla en sistemas eléctricos de distribución.
cruizy@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 Mstr. en Redes de Comunicaciones en la Pontificia Universidad Católica del Ecuador; Actualmente es estudiante de doctorado en la Universidad de Ferrara, Italia. Sus intereses de investigación están enmarcados en análisis de fallas, sensado comprimido, comunicaciones en redes eléctricas y gestión de la energía. Es profesor de la Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador y parte del Grupo de Investigación GIREI.
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

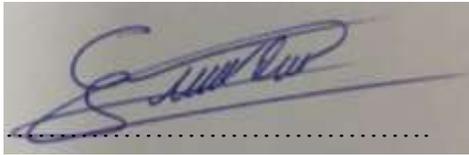
©2018 Universidad Politécnica Salesiana

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 *Localización de Fallas en Sistemas Eléctricos de Distribución Basados en Impedancia Aparente Utilizando el Método de Ratan Das* realizado por Cristhian René Ruiz Yange, 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 del 2018



Milton Gonzalo Ruiz Maldonado

Cédula de identidad: 1714409065

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Cristhian René Ruiz Yange, con documento de identificación N° 0704591734, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor/es del trabajo de grado/titulación intitulado: “Localización de Fallas en Sistemas Eléctricos de Distribución Basados en Impedancia Aparente Utilizando el Método de Ratan Das. ”, 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 impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Firma

A rectangular box containing a handwritten signature in blue ink. The signature is cursive and appears to read 'Cristhian René Ruiz Yange'. Below the signature, there is a horizontal dotted line.

Nombre: Cristhian René Ruiz Yange

Cédula: 0704591734

Fecha: Julio del 2018

1. ÍNDICE GENERAL

1. Introducción	3
2. Método de Ratan Das.....	5
3. Planteamiento del problema.....	6
3.1 Obtención de ubicación de falla.....	6
3.2 Sistemas equivalentes por ramales.....	7
3.3 Modelamiento de cargas	7
3.4 Cálculo de tensión, corriente en nodo de falla F y en final remoto	7
4. Análisis de resultados	8
5. Conclusiones.....	13
6. Referencias.....	14
7. Anexos	17
A. Cuadro general de resultados	17
8. Estado del Arte.....	18

2. ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Sistema Radial de distribución en falla para método de Ratan Das	5
Figura 2: Sistema de distribución tipo IEEE13	9
Figura 3: Tensión de falla monofásica a tierra $X_f=0.5$ ohmios	9
Figura 4: Corriente de falla monofásica con $X_f=0.5$ ohmios	9
Figura 5: Tensión de falla bifásica $X_f=0.5$ ohmios	9
Figura 6: Corriente de falla bifásica con $X_f=0.5$ ohmios	10
Figura 7: Tensión de falla bifásica a tierra $X_f=0.5$ ohmios	10
Figura 8: Corriente de falla bifásica a tierra con $X_f=0.5$ ohmios	10
Figura 9: Tensión de falla trifásica $X_f=0.5$ ohmios	10
Figura 10: Corriente de falla trifásica con $X_f=0.5$ ohmios	11
Figura 11: Resultados cálculo de falla monofásica con $X_f=0.5$ ohmios	11
Figura 12: Resultados cálculo de falla bifásica con $X_f=2$ ohmios	11
Figura 13: Resultados cálculo de falla bifásica a tierra con $X_f= 2$ ohmios	12
Figura 14: Resultados cálculo de falla trifásica con $X_f= 10$ ohmios	12
Figura 15: Error en función de impedancia de falla por tipo de falla	13
Figura 16: Error según el número de línea	13
Figura 17: Error en función de la distancia real de falla	13

3. ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Resultados de falla monofásica en línea 7	11
Tabla 2: Resultados de falla bifásica en línea 8	12
Tabla 3: Resultados de falla bifásica a tierra en línea 4	12
Tabla 4: Resultados de falla trifásica en línea 2.....	13
Tabla 5: Distancia de falla calculada y error en función de la distancia real por tipo de falla.....	17
Tabla 6: Resumen e indicadores del estado del arte	20
Tabla 7: Resumen e indicadores de estado del arte.....	21

LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN BASADOS EN IMPEDANCIA APARENTE UTILIZANDO EL MÉTODO DE RATAN DAS.

Resumen

En este documento se presenta el método de Ratan Das para la localización de fallas en sistemas de distribución con ramales. El método hace uso del cálculo de la impedancia aparente en el momento de la falla, considerando datos de entrada como la tensión y corriente de pre-falla en los nodos que se encuentran antes y después del punto donde ocurre la falla para luego ser procesados para la obtención de una ecuación no lineal que permitirá determinar la distancia donde ocurrió la falla, en el caso de los ramales de la red de distribución, podría ser una respuesta múltiple. Una de estas distancias es escogida como la más cercana a ser la correcta. Las distancias son obtenidas mediante un proceso iterativo que contiene un proceso randómico para reducir el error calculado.

El método propuesto es probado en redes de distribución, caracterizadas por una heterogeneidad en las líneas de distribución, con cambios en la carga que está conectada al sistema y que además tiene ramales, aspectos por los cuales la localización de una falla se resuelve en forma diferente a como se ejecuta tradicionalmente en una red de transmisión.

Se demuestra la exactitud que tiene este método para la localización de la ocurrencia de una falla, de significativa importancia para empresas distribuidoras y la mejora de la confiabilidad de una red de distribución, respecto a los datos que sean obtenidos en la simulación de las

Abstract

This document presents the Ratan Das method. This method allows the location of faults in distribution systems with branches. The method employs the computation of apparent impedance at the moment a fault occurs. It considers pre-fault voltages and currents phasor of nodes that are down and up the fault. These data are employed as input for the method and they are being processed to gather a non-linear equation. This equation could be employed to compute the distance that a fault occurred. When the fault occurred on laterals, they could get several distances. One of these distances is chosen as the closest to the correct one. These distances are calculated by an iterative process. This process includes a random component in order to decrease the calculated error.

The proposed model is tested in distribution networks. This type of network is well known for its non-homogeneity on distribution lines. It also has changes on connected load and the existence of laterals. Those aspects have changed the traditional way fault location problem is solved. The way is different comparing to the solution for transmission lines.

One of the objectives to achieve is prove how accurate this method is to locate faults. A fault locator is important for distribution companies and helps to improve reliability of distributions networks. The comparison is made between the calculations and the data

fallas en un software adecuado para sistemas de distribución.

gathered in a simulation software for distribution systems.

Palabras Clave: Impedancia aparente, localización de fallas, distancia de falla, proceso randómico, métodos iterativos.

Keywords: Apparent impedance, fault location, fault distance, random process, iterative methods.

1. Introducción

Un sistema de potencia en nuestros días debe contar con una serie de elementos que son interdependientes entre sí, para posibilitar mantener un flujo de energía constante desde los centros de generación hacia los centros de consumo. Para garantizar un flujo efectivo de la energía se debe contar con un sistema que sea confiable y que pueda soportar diversas contingencias [1] [2] [3] [4].

Sin embargo, elementos como las líneas de transmisión y de distribución están sujetos a la existencia de fallas que dan origen a cortes de suministro o a grandes eventos de blackout como los existentes en Italia y en Estados Unidos en 2003 [5], provocando grandes pérdidas económicas debido a que se dejó por tiempo considerable sin energía a millones de personas e industrias [6]. Otro ejemplo es lo ocurrido en Ecuador en noviembre del 2016 por la entrada de la nueva central de generación Coca Codo Sinclair.

Debido a la importancia de la energía eléctrica para la sociedad actual, los operadores de los sistemas de potencia o empresas encargadas de la distribución de electricidad deben contar con un sistema altamente eficiente para la localización de un evento de falla de tal forma que se lo pueda despejar en forma segura y rápidamente [7]. El sistema de localización de fallas conlleva beneficios tales como una restauración de servicio rápida, manteniendo niveles aceptables de confiabilidad y calidad; lo que implica una mejora de la aceptación del usuario y una posible reducción de costos operativos, e incluso una forma de predecir donde será requerida la ejecución de mantenimiento antes de la ocurrencia de un evento de falla [8] [9] [10].

Las fallas pueden ser originadas por errores humanos, por ejemplo la

operación de una subestación, así también se pueden originar por vegetación, animales, así como eventos naturales como las descargas atmosféricas [8], [11]. Acorde con [12] se puede decir que un proceso de localización de falla es aquel que permite obtener la distancia a la que ocurrió una falla en cierto sistema con el menor error posible, el localizador puede funcionar con diversos métodos en los que además de la exactitud se deberá medir el tiempo y cantidad de recursos empleados para la obtención de resultados.

La localización de fallas por diversos métodos, es un tema que continúa siendo ampliamente estudiado en todo el mundo, existiendo literatura extendida para tales fines. Tales métodos suelen emplear cálculos para la obtención de un valor de impedancia aparente de falla que sea cercano al existente en cierto evento de falla, tomando en cuenta las condiciones particulares de las líneas de transmisión o distribución [13].

Los autores de [14] proponen un método basado en impedancia que no es iterativo midiendo la tensión y corriente en todas las fases desde la subestación, realizando un análisis a través de filtros con transformada de Fourier, de esta forma encuentra varios tipos de fallas asociados a sistemas de distribución. En [15] la literatura propone usar la mínima reactancia de falla, en este caso cada línea en estudio tiene una distancia de falla randómica asignada, con un análisis del comportamiento del circuito, así la distancia es sistemáticamente variada y un valor de impedancia es estimado. La distancia mínima establece el punto de falla. También pueden emplear la matriz de impedancia o el modelamiento y caracterización de ondas viajeras, que miden el tiempo de llegada de tales ondas y determinan la distancia. En el caso de [16] se usan la transformada rápida de Fourier (FFT) para determinar

la frecuencia de la onda viajera, tales datos alimentan a un proceso de aprendizaje de máquina extremo que permite la ejecución de regresiones precisas y que obtienen la distancia de falla frente a escenarios conocidos. El espectro de frecuencia analizado con FFT es empleado igualmente en [17], combinando con transformaciones modales, el método puede ser usado en sistemas trifásicos; las mediciones se ejecutan en un único final de línea para determinar la distancia de falla. También existen los que emplean las componentes de alta frecuencia de corrientes y tensiones; y aquellos basados en el conocimiento [10], [18] [19].

Otra aproximación para determinar la distancia de falla consiste en el uso de inteligencia artificial, por ejemplo los autores de [20] combinan el uso del análisis por medio de transformada de Wavelet y las redes neuronales, midiendo constantemente la corriente de línea, la inteligencia artificial se encarga de tomar decisiones rápidas respecto a la ubicación de la sección en falla y la distancia aproximada de falla, teniendo la desventaja de ser impredecible si la red se reconfigura o se presenta un evento de falla inédito.

Los métodos tradicionales para la localización de fallas consisten en la medición de parámetros en un único lugar de la red o se alimentaban de la experiencia de los operadores, y una continua reconfiguración de los equipos utilizados [9].

Por otra parte, se debe considerar que tener un sistema de localización de falla que sea preciso involucra cierta complejidad porque existen múltiples factores involucrados, además deberá considerar el tipo de red que está involucrada, en el caso de sistemas de distribución se torna más complejo [21]. Para el caso del presente trabajo el

método de Ratan Das es óptimo para sistemas radiales como se indicará más adelante por todos los parámetros que considera, típicos de la red de distribución.

Los sistemas radiales son diferentes en sus características, debido a que normalmente la medición de los valores de tensión y corriente es posible sólo en subestaciones de distribución, la presencia de sistemas de una y dos fases laterales, carga variable e inclusive líneas con conductores de diferentes características. Por estas dificultades, la localización de la falla en sistemas radiales ha sido abordada de diversas formas y estrategias, remarcando la división en los tipos antes indicada [19].

Son varios los métodos de localización basados en el cálculo de la impedancia equivalente vista en el momento de la falla, a partir de tal impedancia se calcula la distancia a la que una falla se presentó.

Como ya fue descrito, estos métodos requieren datos de las componentes fundamentales de tensión y corriente en los extremos de las líneas que luego son usados para la estimación de la impedancia. Una de las limitaciones de esta clase de método es que se deben modelar con alta precisión las impedancias de cada parte del sistema, de tal forma de poder obtener resultados cercanos a la realidad [19], [22] [23] [24].

Por otro lado, los métodos de caracterización o basados en el conocimiento son aquellos que hacen uso de una base de datos de falla de sistemas similares o de simulaciones sucesivas para alimentar a una máquina que aprende el comportamiento del sistema de distribución para que pueda localizar la ubicación de la falla. Sin embargo, resulta complicado obtener buenos índices de confiabilidad y el

comportamiento de la máquina que toma decisiones impredecibles. Otra desventaja de estos métodos es que se requiere un alto poder computacional para el procesamiento de la gran cantidad de información requerida como entrada [19],[25] [26].

Un sistema de caracterización así mismo, puede resultar obsoleto al realizar un cambio o una ampliación del sistema de distribución, volviendo complicada la tarea de ajuste del localizador de fallas. Se debe indicar también que ambos métodos no toman en cuenta grandes variaciones de la carga conectada, lo que podría provocar errores en el cálculo de la distancia a la que ocurrió una falla [19], [3].

2. Método de Ratan Das

El método de Ratan Das propone localizar fallas para sistemas radiales de subtransmisión y distribución como el presentado en la figura 1, que incluyen lo que el autor denomina como laterales o ramales de la red principal, tanto monofásicos como de dos o más fases. Así mismo ha considerado la existencia de cambios de tap en transformador y la no homogeneidad de la red [27][28][29] [30].

Se emplean los modelos de parámetros distribuidos, con el fin de considerar los efectos de la capacitancia en paralelo de las líneas de

subtransmisión, así como los modelos de carga dependientes de la tensión. Las cargas que se encuentran previo a la falla se consideran independientes, mientras que las cargas que se encuentran después de la falla son consolidadas como una única carga que es colocada al final de la red [27][28] [29] [30].

El método hace uso de constantes de carga para describir los cambios de la impedancia de carga en función de la tensión, que son procesados a partir de las tensiones y corriente de pre-falla que se obtenga de las mediciones en la red de distribución [27][28] [29] [30].

Luego, se estima una primera posible ubicación de la falla mediante el cálculo de la impedancia resultante de los fasores de la tensión y corriente de frecuencia fundamental; y convirtiendo la componente reactiva de la impedancia a un equivalente en distancia de línea [27][28] [29] [30].

Las tensiones y corrientes de secuencia de los nodos que se encuentran antes de la falla son calculadas, mientras que la tensión de nodos remotos finales es expresada como una función lineal de la impedancia convertida a distancia de línea. Así mismo, la tensión y corriente de secuencia del nodo de falla, se expresan como funciones de la distancia a la falla, de esta forma también se expresan las impedancias de carga después de la falla [27][28] [29] [30].

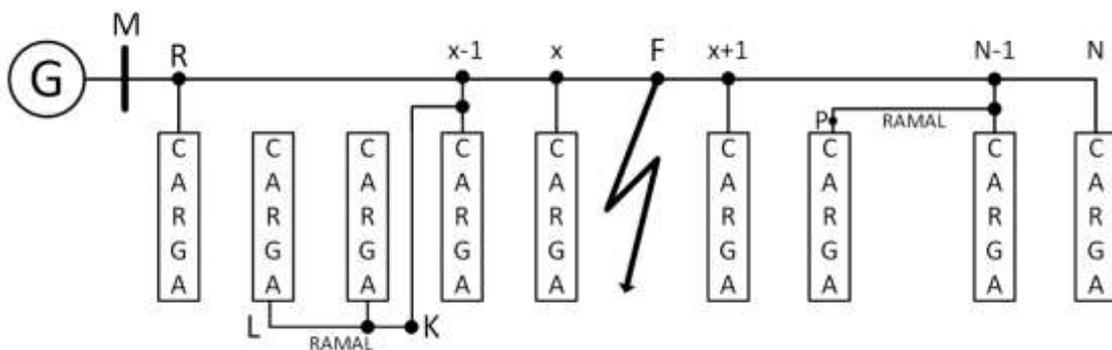


Figura 1: Sistema Radial de distribución en falla para método de Ratan Das

De esta luego es desarrollada para expresar la impedancia de falla, mientras que la componente imaginaria es igualada a cero. La resultante de este proceso será una ecuación no lineal que será linealizada y luego ser resuelta mediante un proceso iterativo [27][28] [29] [30].

Es importante destacar que se pueden obtener múltiples estimaciones de distancia de localización de la falla cuando la red de distribución tiene ramales. En este caso, una de las estimaciones deberá ser identificada como la más cercana a la localización de la falla mediante el uso de la información de los indicadores de falla que se podrán encontrar en cada ramal colocados estratégicamente [27][28] [29] [30].

3. Planteamiento del problema

Para obtener una ubicación precisa de la ubicación de una falla, es necesario realizar los siguientes cálculos y aproximaciones que incluyen modelamiento de cargas y de ramales.

3.1 Obtención de ubicación de falla

Para la localización de una falla es necesario obtener una ubicación preliminar de la falla entre los nodos x y $x+1$. Contando con un valor de reactancia aparente al momento que ocurre la falla, según el tipo de falla que ocurre, en el caso de una falla monofásica a tierra se usa (1), (2) y (3), para una falla tipo bifásica a tierra se emplea (4) y (5). Para una falla bifásica es usado (6) y (7).

$$Z_{m1} = \frac{V_{am}}{I_{amr}} \quad (1)$$

$$X_{m1} = \text{Im}(Z_{mr}) \quad (2)$$

$$X_{mr} = X_{1mr} + \frac{X_{0mr} - X_{1mr}}{3} \quad (3)$$

$$Z_{m2} = \frac{V_{bm} - V_{cm}}{I_{bmr} - I_{cmr}} \quad (4)$$

$$X_{m2} = \text{Im}(Z_{m2}) \quad (5)$$

$$Z_{m3} = \frac{V_{1m}}{I_{1mr}} \quad (6)$$

$$X_{m3} = \text{Im}(Z_{m3}) \quad (7)$$

Donde Z_{m1} es la impedancia aparente del nodo M al punto de falla monofásica, Z_{m2} es la impedancia aparente bifásica a tierra, Z_{m3} es la impedancia aparente bifásica con sus reactancias respectivas X_{m1} , X_{m2} y X_{m3} , X_{mr} es la reactancia modificada desde el nodo M a R, correspondiente a la primera sección, X_{1mr} es la reactancia de secuencia positiva de M a R y X_{0mr} es la reactancia de secuencia cero, siendo a, b y c las fases del sistema.

Se establece que si el cálculo de la reactancia modificada de secuencia positiva considerando los datos de la corriente y la tensión en la fase supera en valor al de la reactancia aparente calculada con (3) la falla está después del nodo R. En este caso, la reactancia después del nodo R se debe calcular con una expresión similar a (1). Si la suma de reactancias sigue siendo inferior, la falla está en el nodo siguiente o superando las dos primeras secciones. Este sumatoria continúa hasta que la reactancia modificada sea mayor que la calculada por ley de Ohm. De esta forma se obtiene la localización de falla entre un nodo x y $x+1$.

En este punto pueden existir varias posibilidades de ubicación de una falla, debido a la existencia de ramales.

3.2 Sistemas equivalentes por ramales

Para la obtención de un sistema equivalente que concuerde con la localización de una falla, todos los ramales que se encuentran entre el nodo M y el nodo x, o nodo previo a falla se ignoran, y las cargas de tales ramales se consideran como agrupadas en cada nodo donde los ramales se conectan al sistema principal. Así las cargas que están entre K y L se consideran conectadas al nodo x-1 si la falla está entre x y x+1.

3.3 Modelamiento de cargas

Para que este método funcione adecuadamente, los efectos de las cargas se consideran compensadas por la existencia de sus corrientes. Los modelos de respuesta estática son usados para todas las cargas previas al nodo x y también para una carga consolidada al final del sistema. Para una carga en un cierto nodo, el modelo de carga se expresa con (8).

$$Y_t = \left(G_t \cdot |V_t|^{n_p-2} + j \cdot B_t \cdot |V_t|^{n_q-2} \right) \quad (8)$$

Donde G_t es la constante de proporción de conductancia de la carga del nodo T, B_t es la constante de susceptancia, V_t la tensión en T; mientras que n_p y n_q son las constantes de respuesta por las componentes activas y reactivas de la carga respectivamente. Las constantes de conductancia y susceptancia se calculan en base a la corriente y tensión de prefalla, así como los valores apropiados de las constantes de respuesta.

3.4 Cálculo de tensión, corriente en nodo de falla F y en final remoto

El siguiente paso consiste en la obtención de las corrientes de secuencia en el nodo y las tensiones de secuencia en nodos F y N. Tales valores son obtenidos considerando las tensiones y corrientes en el nodo x. Las corrientes y

voltajes de secuencia en el nodo T durante la falla son calculadas a partir de la tensión y corriente en el nodo M y los modelos de carga. Posteriormente las corrientes y tensiones de secuencia de las cargas son estimadas. Las corrientes y voltajes en x durante la falla se estiman usando expresiones similares a (1) y (2) para cada componente de secuencia y todas las secciones previas a x.

Las tensiones y corriente en el nodo F durante la falla pueden ser estimadas asumiendo que todas las cargas que están después de x están consolidadas como una única carga en N.

De esta forma es posible establecer relaciones para las tensiones y corrientes en F y x con (9).

$$\begin{bmatrix} V_f \\ I_{fx} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -s \cdot B_{xy} \\ s \cdot C_{xy} & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_x \\ I_{xf} \end{bmatrix} \quad (9)$$

Donde s es la distancia por unidad desde el nodo x hacia F expresada como una fracción de la longitud de la sección comprendida entre x y x+1. B_{xy} y C_{xy} son constantes de sección entre los nodos x y x+1 (y).

Los voltajes y corrientes en los nodos F y N se relacionan mediante (10).

$$\begin{bmatrix} V_n \\ -I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D_e & -B_e \\ C_e & -A_e \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & -(1-s)B_{xy} \\ -(1-s)C_{xy} & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_f \\ I_{fn} \end{bmatrix} \quad (10)$$

En este caso A_e, B_e, C_e y D_e son las constantes equivalentes de las secciones en cascada entre los nodos x+1 y N. Las corrientes en F se obtienen mediante (11)

$$I_{fn} = -I_{fx} - I_f \quad (11)$$

Luego se puede obtener la ecuación (12) a partir de una reordenación de (10) y (11).

$$\begin{bmatrix} V_n \\ -I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} K_a + s \cdot K_b & K_c + s \cdot K_d \\ K_e + s \cdot K_f & K_g + s \cdot K_h \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_f \\ I_{fn} \end{bmatrix} \quad (12)$$

Donde cada constante representa:

$$\begin{aligned}
K_a &= D_e + B_e \cdot C_{xy} \\
K_b &= -B_e \cdot C_{xy} \\
K_c &= -B_e - D_e \cdot B_{xy} \\
K_d &= D_e \cdot B_{xy} \\
K_e &= C_e + A_e \cdot C_{xy} \\
K_f &= -A_e \cdot C_{xy} \\
K_g &= -A_e - C_e \cdot B_{xy} \\
K_h &= C_e \cdot B_{xy}
\end{aligned} \tag{13}$$

Si se considera (11), sustituyendo I_{fn} en (12) y V_f e I_{fx} en (10). Si se considera (14).

$$Y_n = \frac{I_n}{V_n} \tag{14}$$

Luego se substituye I_n en (14) y sin considerar los términos de segundo y orden mayor, en función de s es posible obtener (15).

$$\begin{bmatrix} 1 & K_c + s \cdot K_d \\ -Y_n & K_g + s \cdot K_h \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_n \\ I_f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} K_a + s \cdot K_i & K_c + s \cdot K_j \\ K_e + s \cdot K_k & K_g + s \cdot K_l \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_x \\ I_{xf} \end{bmatrix} \tag{15}$$

Donde las constantes se expresan en (16)

$$\begin{aligned}
K_i &= K_b - K_c \cdot C_{xy} \\
K_j &= K_d - K_a \cdot B_{xy} \\
K_k &= K_f - K_f \cdot C_{xy} \\
K_l &= K_h - K_e \cdot B_{xy}
\end{aligned} \tag{16}$$

La ecuación (15) reordenada e ignorando los términos de segundo y mayor orden se expresa como (17).

$$\begin{bmatrix} V_n \\ I_f \end{bmatrix} = \frac{1}{K_v + s \cdot K_w} \begin{bmatrix} K_m + s \cdot K_n & s \cdot K_p \\ K_q + s \cdot K_r & K_v + s \cdot K_u \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_x \\ I_{xf} \end{bmatrix} \tag{17}$$

Donde las constantes se expresan en (18)

$$\begin{aligned}
K_m &= K_g \cdot K_a - K_c \cdot K_e \\
K_n &= K_h \cdot K_a + K_g \cdot K_i - K_d \cdot K_e - K_c \cdot K_k \\
K_p &= K_h \cdot K_c + K_g \cdot K_j - K_d \cdot K_g - K_c \cdot K_l \\
K_q &= Y_n \cdot K_a + K_e \\
K_r &= Y_n \cdot K_i + K_k \\
K_u &= Y_n \cdot K_j + K_l \\
K_v &= Y_n \cdot K_c + K_g \\
K_w &= Y_n \cdot K_d + K_h
\end{aligned} \tag{18}$$

Estos términos son usados para el cálculo de las tensiones en el nodo N y las corrientes en F.

Una vez que se tienen estas expresiones y constantes procedentes de los parámetros del circuito, el cálculo de la distancia de falla se ejecuta según el siguiente proceso iterativo.

1. Se computan los parámetros K_m, K_n y K_p , así mismo K_q hasta K_w de (18) usando la admitancia de carga consolidada de N.
2. Se calculan las constantes K_A, K_B, K_C y K_D proveniente de las constantes de (18).
3. El valor de s se calcula mediante (19) usando K_A, K_B, K_C y K_D del paso 2.

$$s = \frac{K_{AR} \cdot K_{CI} - K_{AI} \cdot K_{CR}}{(K_{CR} \cdot K_{BI} - K_{CI} \cdot K_{BR}) + (K_{DR} \cdot K_{AI} - K_{DI} \cdot K_{AR})} \tag{19}$$

Donde las constantes K_A, K_B, K_C y K_D tienen las componentes de (20)

$$\begin{aligned}
K_A &= K_{AR} + j \cdot K_{AI} \\
K_B &= K_{BR} + j \cdot K_{BI} \\
K_C &= K_{CR} + j \cdot K_{CI} \\
K_D &= K_{DR} + j \cdot K_{DI}
\end{aligned} \tag{20}$$

4. Se calcula el error e de la distancia con (21).

$$e = \left| \frac{df_c - df_r}{df_c} \right| * 100\% \tag{21}$$

5. Si e es mayor a un error admisible se añade o resta un valor randómico a s y se recalcula el error.
6. Los voltajes del nodo N se recalculan mediante sus componentes de secuencia usando los datos de pasos 2 y 3.
7. Las tensiones actualizadas del nodo N se usan para obtener nuevos valores de impedancias de secuencia consolidadas de carga.

4. Análisis de resultados

La red de distribución que permite ejecutar la comprobación de la efectividad del sistema de localización de fallas, es un sistema basado en la red IEEE 13, de tipo desequilibrado, consiste

de una subestación en la barra 1 y un esquema radial con líneas y cargas. El sistema se muestra en la figura 2.

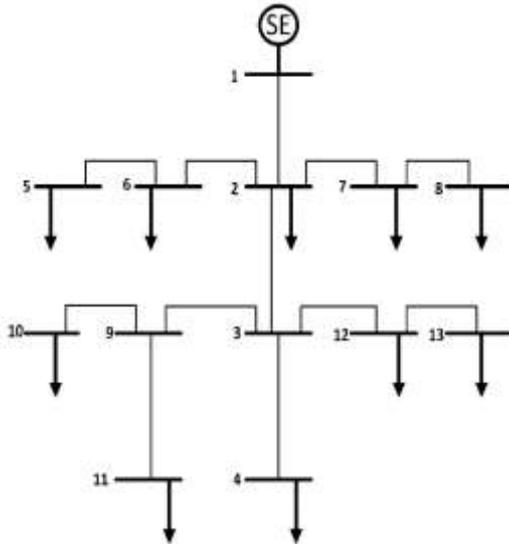


Figura 2: Sistema de distribución tipo IEEE13

El sistema se simuló a través del software PowerFactory, convirtiendo los datos del caso de estudio del modelo de parámetros distribuidos al modelo ZIP, se han producido fallas monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y trifásicas en distintos puntos del sistema, la falla ocurre a los 500 milisegundos con una duración de 100 milisegundos, la falla se despeja, simulando transientes electromagnéticos. El comportamiento de la tensión se puede observar en la figura 3 que corresponde a la falla monofásica en la línea de la barra 2 hacia 3 con reactancia de falla de 0.5 ohmios.

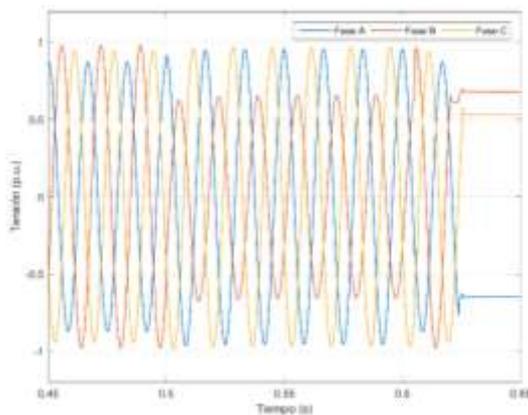


Figura 3: Tensión de falla monofásica a tierra $X_f=0.5$ ohmios

Se puede notar que cuando ocurre la falla en la fase B, se produce una reducción de la magnitud, luego cuando la falla se despeja, en cada una de las tensiones se establece una tensión fija debido a la ausencia de circulación de corriente.

El comportamiento de la corriente se observa en la figura 4. Se puede notar el comportamiento típico de la corriente de fase B durante una falla, con componentes de AC y DC hasta que ocurre el despeje de la falla, la corriente de las fases A y C no sufren mayores variaciones entre pre-falla a falla.

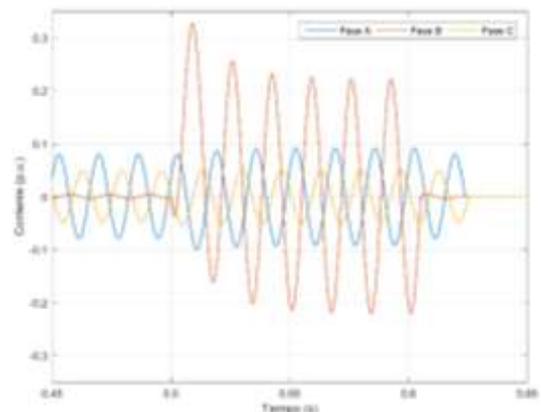


Figura 4: Corriente de falla monofásica con $X_f=0.5$ ohmios

En la figura 5 se puede denotar lo que ocurre con la tensión ante la existencia de una falla bifásica en las fases A y B. En este caso la tensión de A y B de falla se reduce, hasta que ocurre el despeje y activación de interruptores.

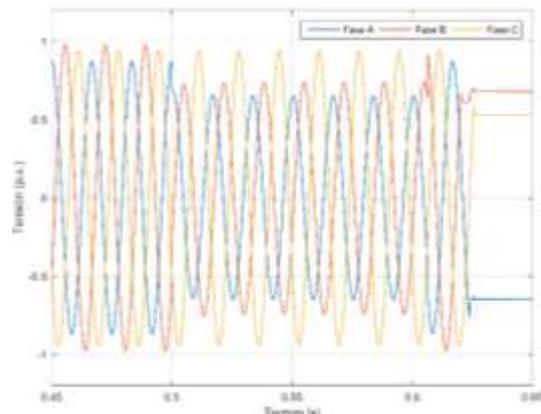


Figura 5: Tensión de falla bifásica $X_f=0.5$ ohmios

La figura 6 permite observar el comportamiento de la corriente cuando ocurre una falla bifásica en A y B, y su posterior despeje, se puede notar que, en función de la carga de cada fase, las magnitudes de cada intensidad de corriente difieren tanto en falla y prefalla, tendiendo a 0 en post falla.

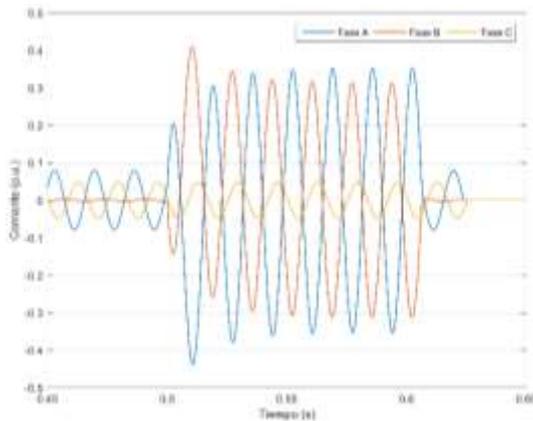


Figura 6: Corriente de falla bifásica con $X_f=0.5$ ohmios

La figura 7 corresponde a los cambios de la tensión ante la ocurrencia de una falla bifásica a tierra en las fases A y B, se puede notar una reducción más equilibrada de la magnitud de tensión en A y B en falla, así mismo se denota un comportamiento similar al de las fallas previas en post falla, se puede notar la existencia de irregularidades luego de la falla hasta que ocurre la apertura de interruptores donde se presentan tensiones fijas debido a la falta de paso de corriente por la línea.

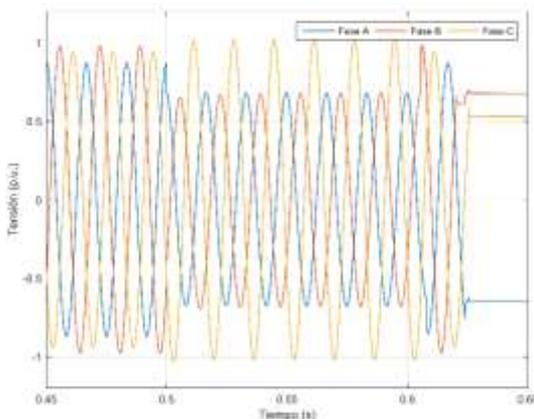


Figura 7: Tensión de falla bifásica a tierra $X_f=0.5$ ohmios

En la figura 8 se pueden observar las variaciones de la corriente cuando ocurre una falla bifásica a tierra en las fases A y B, se puede notar un comportamiento más equilibrado respecto a la falla bifásica en las fases que se encuentran en estado de falla, antes del despeje mediante la apertura de interruptores se observan pequeñas variaciones de la corriente de post falla, tendiendo a cero.

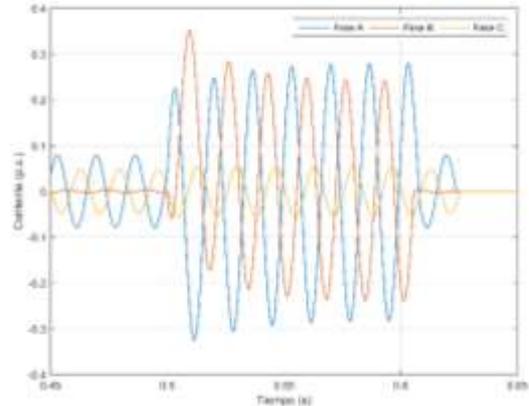


Figura 8: Corriente de falla bifásica a tierra con $X_f=0.5$ ohmios

La figura 9 ilustra los cambios en la tensión ante la ocurrencia de una falla de tipo trifásica, se puede notar que la reducción es bastante equilibrada en todas las fases, existiendo un aumento de la magnitud en el despeje de la falla hasta que ocurre la apertura de interruptores.

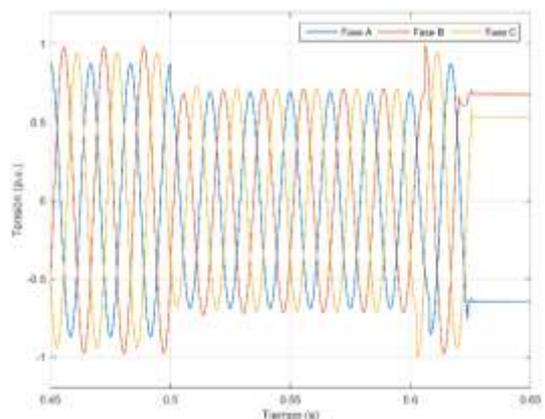


Figura 9: Tensión de falla trifásica $X_f=0.5$ ohmios

La figura 10 es una representación del comportamiento de la corriente ante un evento de falla trifásico. Se puede notar un equilibrio de la magnitud de la

corriente de falla tanto al inicio como al final del evento.

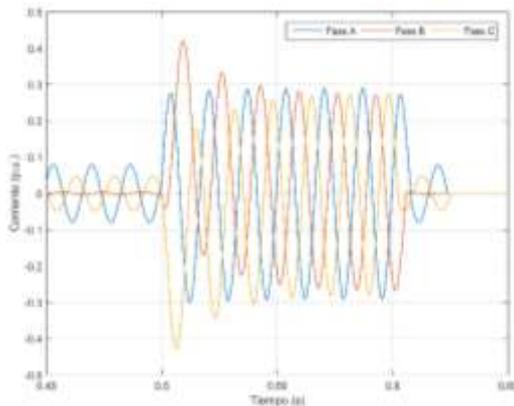


Figura 10: Corriente de falla trifásica con $X_f=0.5$ ohmios

En este caso se puede notar una magnitud superior de la fase B y C en el momento que inicia la falla, debido a la existencia de una carga superior en el punto de falla, luego se equilibran las magnitudes, hasta que ocurra el despeje y apertura de interruptores.

El primer caso de estudio corresponde a una falla de tipo monofásica en la fase B ubicada en la línea 7 entre las barras 3 y 9 con una longitud de 91.44 metros y una reactancia de falla de 0.5 ohmios. Los resultados del método de Ratan Das modificado se muestran en la figura 11.

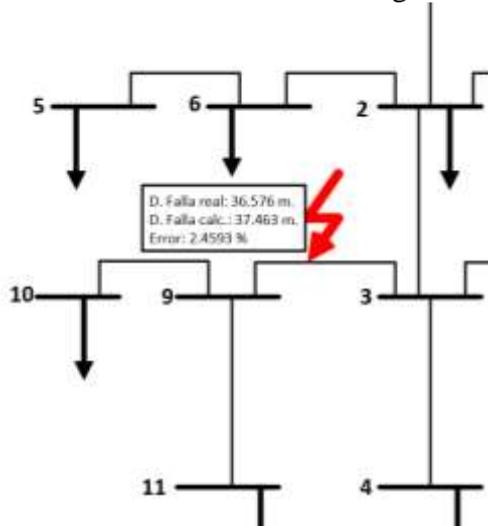


Figura 11: Resultados cálculo de falla monofásica con $X_f=0.5$ ohmios

Se puede notar que el error no supera el 4 %, esto se comprueba con otras

pruebas ejecutadas en la línea 7 con una falla monofásica en la misma distancia con la variación de X_f , los resultados de tales ejecuciones se establecen en la tabla 1.

Tabla 1: Resultados de falla monofásica en línea 7

Impedancia de falla (ohms)	Distancia Real	Distancia calculada	Error (%)
0.5	36.576	37.4755	2.4593
1	36.576	36.8448	0.7350
2	36.576	36.6503	0.2033
5	36.576	36.1898	1.0559
10	36.576	35.8982	1.8531
20	36.576	36.2604	0.8630
40	36.576	36.1966	1.0372

Se ha analizado la existencia de una falla bifásica en la línea 9 ubicada entre las barras 12 y 13 de una longitud de 152.4 metros, en este caso el evento de falla ocurrió al 90% de la línea con una $X_f= 2$ ohmios. Los resultados del cálculo de la falla en mención se muestran en la figura 12.

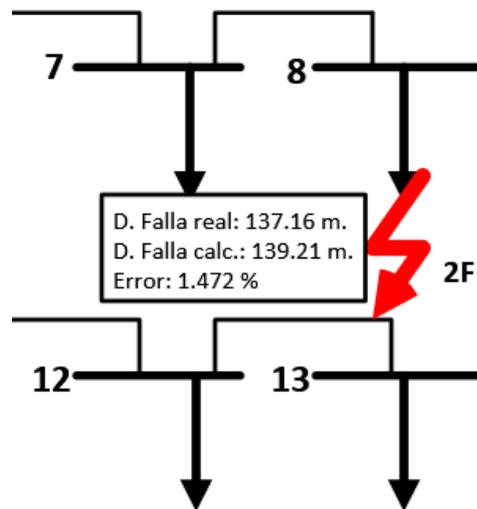


Figura 12: Resultados cálculo de falla bifásica con $X_f=2$ ohmios

Así mismo se han ejecutado procesos de cálculo con diversos valores de reactancia de falla en el mismo punto de falla para comprobar la efectividad del algoritmo, de esta forma se puede notar que el margen de error no supera el 4%, lo que se puede considerar aceptable. En este caso, el error porcentual más bajo se estableció cuando la resistencia de falla está en valores inferiores a 1 ohmio, los

resultados previamente resaltados se encuentran en la tabla 2.

Tabla 2: Resultados de falla bifásica en línea 8

Impedancia de falla (ohms)	Distancia Real	Distancia calculada	Error (%)
0.5	137.16	136.885	0.2006
1	137.16	136.585	0.4193
2	137.16	139.209	1.4939
5	137.16	139.465	1.6803
10	137.16	135.325	1.3375
20	137.16	142.549	3.9288
40	137.16	133.790	2.4567

El caso en estudio para la falla bifásica a tierra está en la línea 4 que se encuentra entre las barras 2 y 7 cuya longitud es de 152.4 metros. El evento de falla ocurrió al 50% de la línea con una reactancia de falla de 2 ohmios. Los resultados que arrojó el proceso de cálculo se encuentran en la figura 13.

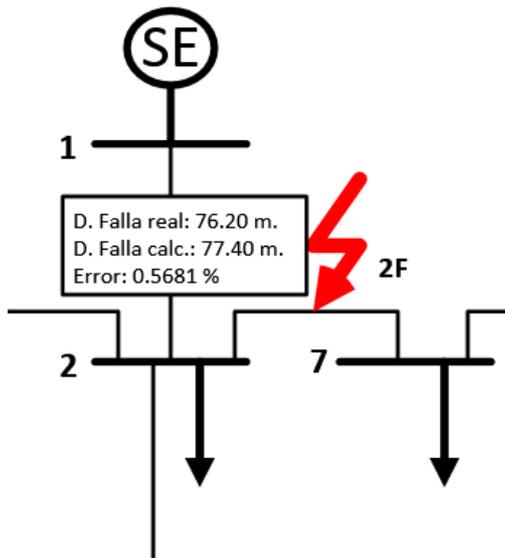


Figura 13: Resultados cálculo de falla bifásica a tierra con $X_f = 2$ ohmios

Al igual que con las fallas previas se han ejecutado los procesos de cálculo considerando la variación de X_f . En este caso el error ha sido inferior a 5 puntos porcentuales, estableciendo que la precisión del algoritmo sigue siendo correcta.

El porcentaje de error más bajo es aquel que ocurre con una reactancia de falla de 1 ohmio. Es importante

establecer que existe cierta consistencia con los resultados para todas las fallas que se han estudiado. Los resultados de estas variaciones se muestran en la tabla 3.

Tabla 3: Resultados de falla bifásica a tierra en línea 4

Impedancia de falla (ohms)	Distancia Real	Distancia calculada	Error (%)
0.5	76.2000	77.2259	1.3463
1	76.2000	76.8167	0.8094
2	76.2000	77.4004	1.5753
5	76.2000	78.9513	3.6106
10	76.2000	75.0853	1.4629
20	76.2000	73.8574	3.0743
40	76.2000	74.3275	2.4574

Para comprobar la efectividad del algoritmo frente a fallas trifásicas, se tiene una falla en la línea 2 ubicada entre las barras 2 y 3 con una longitud de 609.6 metros, la reactancia de falla es de 10 ohmios y ocurre con una distancia de falla del 60%. Los resultados de distancia calculada y error se muestran en la figura 14.

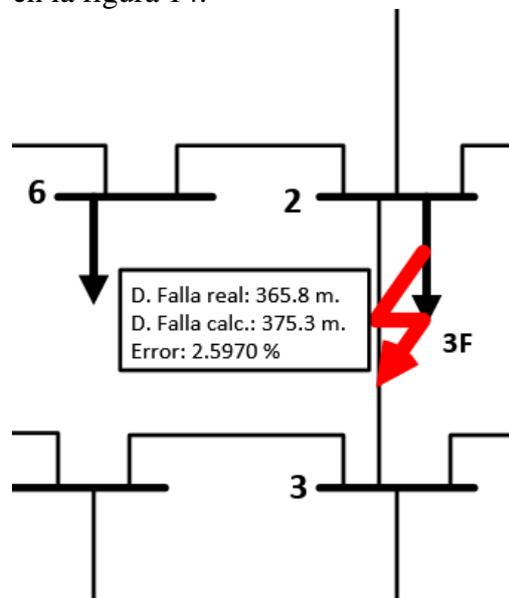


Figura 14: Resultados cálculo de falla trifásica con $X_f = 10$ ohmios

Además, se han realizado pruebas con una variación de la reactancia de falla. En este caso el error máximo medido en tanto por ciento no supera el 3%.

Por otro lado, el error mínimo es aquel en el que X_f es el máximo puesto a prueba, lo que indica que el algoritmo es capaz de determinar la distancia de falla bajo diversas condiciones. La tabla 4 muestra estos resultados.

Tabla 4: Resultados de falla trifásica en línea 2

Impedancia de falla (ohms)	Distancia Real	Distancia calculada	Error (%)
0.5	365.8	356.2	2.6244
1	365.8	359.4	1.7496
2	365.8	373	1.9683
5	365.8	372.6	1.8589
10	365.8	375.3	2.5970
20	365.8	369	0.8748
40	365.8	364.1	0.4647

La variación del error en el cálculo de la distancia de falla en función del tipo de falla y de la reactancia X_f se muestra gráficamente en la figura 15.

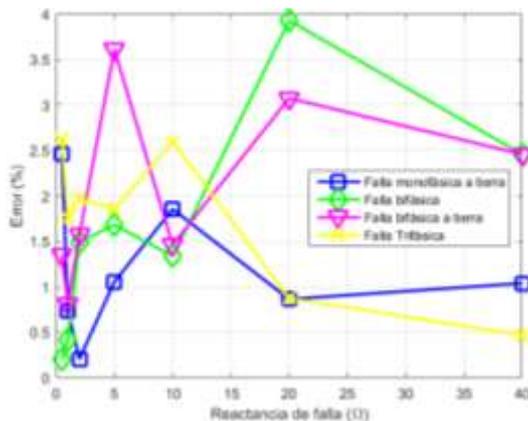


Figura 15: Error en función de impedancia de falla por tipo de falla

Posteriormente se ha procedido con ejecuciones sucesivas del algoritmo ante la ocurrencia de una falla en cada línea del sistema de distribución que está en estudio. El sistema muestra una precisión bastante adecuada para todos los casos, siendo los mejores cálculos aquellos ejecutados con las líneas más cortas, aunque no se diferencian excesivamente con aquellos en los que la distancia es de más de medio kilómetro.

Se presentan los resultados de error respecto al número de línea cuando la

falla está al 80% de la longitud de línea con una reactancia de falla de 2 ohmios en todos los casos, considerando siempre que la anomalía ocurre a los 0.5 segundos de simulación. Esto se puede observar en la figura 16.

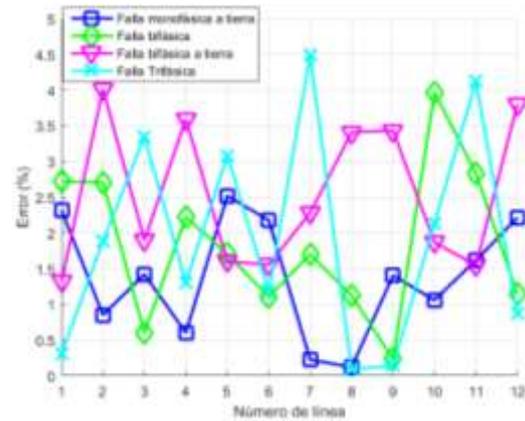


Figura 16: Error según el número de línea

Con los resultados de todas las líneas asociadas, y estableciendo diversos puntos de falla en cada línea, se puede generalizar una comparativa entre el error obtenido a diversas distancias de falla en metros. La respuesta de error respecto a la distancia se ilustra mediante la figura 17. La tabla general de resultados se encuentra en el anexo A.

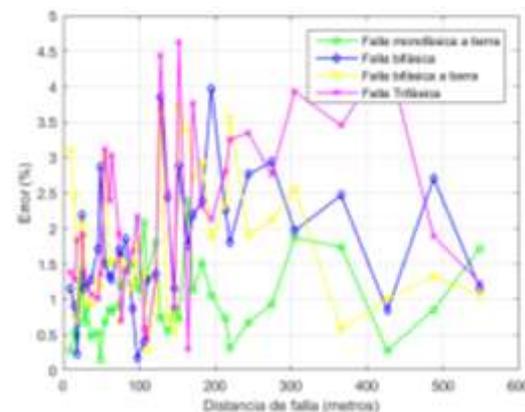


Figura 17: Error en función de la distancia real de falla

5. Conclusiones

Se puede comprobar que el error es inferior al 5% y que el algoritmo es capaz de responder ante diversas condiciones y cambios si el sistema está correctamente representado.

El método de Ratan Das o en general cualquier método basado en la impedancia para la localización de una falla requiere que todos los datos de entrada como constantes de conductancia y susceptancia, corrientes y tensiones, sean almacenados adecuadamente tanto en estado de prefalla como en el momento en el que ocurre la falla, siendo siempre necesario reconocer la fase o fases que están involucradas en el estado de falla.

La representación de cada uno de los componentes del sistema eléctrico de distribución, incluyendo características de líneas, generadores, cargas y otros es clave para obtener un algoritmo de localización de falla que sea preciso, es por ello que para próximos trabajos el método de Ratan Das desarrollado en el presente documento deberá ser sometido a pruebas con otras configuraciones de red.

La introducción de una componente de tipo randómica en el proceso iterativo de cálculo de distancia de falla es clave para reducir el margen de error del algoritmo en las condiciones que se probaron como casos de estudio para el presente trabajo. El sistema es efectivo para la localización de fallas a cortas distancias típicas de un sistema de distribución.

El método de localización de fallas propuesto es capaz de determinar el punto en el que ocurrió una falla en sistemas tradicionales de distribución, es decir aquellos que tienen ramales, están asociados a una subestación y son desequilibrados, establecer la precisión frente a escenarios de variación de carga similares a una curva de demanda serán motivo de próximos estudios.

6. Referencias

[1] J. Ramirez-Ramirez, J. Mora-

- Florez, and C. Grajales-Espinal, "Fault location method based on two end measurements at the power distribution system," in *2015 IEEE 6th Latin American Symposium on Circuits & Systems (LASCAS)*, 2015, no. 0977, pp. 1–4.
- [2] A. L. da Silva Pessoa and M. Oleskovicz, "Fault location in radial distribution systems based on decision trees and optimized allocation of power quality meters," in *2017 IEEE Manchester PowerTech*, 2017, pp. 1–6.
- [3] J. J. Mora, J. C. Bedoya, and J. Meléndez, "Extensive events database development using ATP and matlab to fault location in power distribution systems," *2006 IEEE PES Transm. Distrib. Conf. Expo. Lat. Am. TDC'06*, pp. 6–11, 2006.
- [4] A. Herrera-Orozco, S. Perez-Londobo, and J. Mora-Florez, "Load modeling for fault location in distribution systems with distributed generation," *2012 Sixth IEEE/PES Transm. Distrib. Lat. Am. Conf. Expo.*, pp. 1–8, 2012.
- [5] G. Andersson *et al.*, "Causes of the 2003 major grid blackouts in North America and Europe, and recommended means to improve system dynamic performance," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 4, pp. 1922–1928, Nov. 2005.
- [6] R. Das and S. A. Kunsman, "A novel approach for ground fault detection," in *57th Annual Conference for Protective Relay Engineers, 2004*, 2004, pp. 97–109.
- [7] J. D. Vargas and G. Ramos, "Fault locator implementation for radial distribution systems," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 12,

- no. 8, pp. 1473–1478, 2014.
- [8] 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.
- [9] M. Zahra, O. Hajhosseini, and M. Pazoki, “Fault location in distribution systems with DG based on similarity of fault impedance,” *Turkish J. Electr. Eng. Comput. Sci.*, vol. 25, pp. 3854–3867, 2017.
- [10] 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.
- [11] J. U. N. De Nunes and A. S. Bretas, “Impedance-based fault location formulation for unbalanced primary distribution systems with distributed generation,” *2010 Int. Conf. Power Syst. Technol. Technol. Innov. Mak. Power Grid Smarter, POWERCON2010*, 2010.
- [12] A. R. Al-Roomi and M. E. El-Hawary, “A new technique to locate faults in distribution networks based on optimal coordination of numerical directional overcurrent relays,” in *2017 IEEE 30th Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)*, 2017, pp. 1–6.
- [13] J. Mora-Flórez, J. Meléndez, and G. Carrillo-Caicedo, “Comparison of impedance based fault location methods for power distribution systems,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 78, no. 4, pp. 657–666, 2008.
- [14] M. A. Gabr, D. K. Ibrahim, E. S. Ahmed, and M. I. Gilany, “A new impedance-based fault location scheme for overhead unbalanced radial distribution networks,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 142, pp. 153–162, 2017.
- [15] C. Orozco-Henao, A. S. Bretas, R. Chouhy-Leborgne, A. R. Herrera-Orozco, and J. Marín-Quintero, “Active distribution network fault location methodology: A minimum fault reactance and Fibonacci search approach,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 84, pp. 232–241, 2017.
- [16] L. Rui, L. Chenglei, P. Nan, C. Menghan, and W. Fei, “Fault location for power grid based on transient travelling wave data fusion via asynchronous voltage measurements,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 93, pp. 426–439, 2017.
- [17] 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.
- [18] M. Kezunovic, “Smart Fault Location for Smart Grids,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 2, no. 1, pp. 11–22, 2011.
- [19] 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. TD-LA 2010*, pp. 803–809, 2011.
- [20] 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.
- [21] M. Lattner, W. Carr, and C. Benner, “Improved fault location on distribution circuits using advanced inputs,” in *2016 69th Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE)*, 2016, pp. 1–8.
- [22] R. H. Salim, M. Resener, A. D. Filomena, K. R. C. de Oliveira, and A. S. Bretas, “Extended fault-location formulation for power distribution systems,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 24, no. 2, pp. 508–516, 2009.
- [23] M. Daisy and R. Dashti, “Single phase fault location in power distribution network using combination of impedance based method and voltage sag matching algorithm,” *20th Electr. Power Distrib. Conf. EPDC 2015*, no. April, pp. 166–172, 2015.
- [24] G. D. Ferreira, D. S. Gazzana, A. S. Bretas, and A. S. Netto, “A unified impedance-based fault location method for generalized distribution systems,” *2012 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–8, 2012.
- [25] M. Mirzaei and M. A. Kadir, “Review of fault location methods for distribution power system,” *Aust. J. ...*, vol. 3, no. 3, pp. 2670–2676, 2009.
- [26] Y. Liu and N. N. Schulz, “Knowledge-based system for distribution system outage locating using comprehensive information,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 2, pp. 451–456, 2002.
- [27] R. Das, M. S. Sachdev, and T. S. Sidhu, “A fault locator for radial subtransmission and distribution lines,” *2000 Power Eng. Soc. Summer Meet. (Cat. No.00CH37134)*, vol. 1, no. c, pp. 443–448, 2000.
- [28] R. Das, “Determining the Locations of Faults,” *Tesis Dr.*, pp. 1–232, 1998.
- [29] R. Das, M. S. Sachdev, and T. S. Sidhu, “A technique for estimating locations of shunt faults on distribution lines,” in *IEEE WESCANEX 95. Communications, Power, and Computing. Conference Proceedings*, 1995, vol. 1, no. 95, pp. 6–11.
- [30] M. S. Sachdev, R. Das, and T. S. Sidhu, “Determining locations of faults in distribution systems,” in *6th International Conference on Developments in Power Systems Protection*, 1997, vol. 1997, pp. 188–191.

7. Anexos

A. Cuadro general de resultados

Tabla 5: Distancia de falla calculada y error en función de la distancia real por tipo de falla

Tipo de falla	Monofásica		Bifásica		Bifásica a tierra		Trifásica	
	Distancia Real (m)	Distancia calculada (m)	Error (%)	Distancia calculada (m)	Error (%)	Distancia calculada (m)	Error (%)	Distancia calculada (m)
9.1440	9.1691	0.2739	9.2500	1.1464	9.4365	3.0995	9.2727	1.3876
15.2400	15.1603	0.5260	15.1032	0.9060	14.8783	2.4309	15.4352	1.2648
18.2880	18.1995	0.4863	18.3297	0.2277	18.4203	0.7181	18.6299	1.8354
24.3840	24.7320	1.4071	24.9290	2.1862	24.9042	2.0890	23.9283	1.9043
27.4320	27.2502	0.6673	27.1202	1.1495	27.9559	1.8741	27.0610	1.3711
30.4800	30.7503	0.8791	30.8452	1.1840	30.1974	0.9360	30.1151	1.2117
36.5760	36.7486	0.4696	36.1136	1.2805	36.2354	0.9401	36.9730	1.0737
45.7200	45.4773	0.5337	44.9509	1.7111	45.1549	1.2514	45.2621	1.0117
48.7680	48.8399	0.1472	50.2096	2.8712	49.3466	1.1725	48.1151	1.3568
54.8640	55.2426	0.6854	55.7008	1.5022	53.2768	2.9791	56.6301	3.1187
60.9600	60.4415	0.8578	61.7759	1.3207	60.0619	1.4952	62.4504	2.3865
64.0080	63.4882	0.8188	64.8407	1.2842	65.0100	1.5412	66.0085	3.0306
73.1520	73.8188	0.9032	74.4186	1.7019	74.3082	1.5559	71.7687	1.9275
76.2000	77.1124	1.1832	77.4449	1.6075	75.6554	0.7198	75.6763	0.6920
82.2960	83.4884	1.4283	83.8462	1.8489	83.5482	1.4988	81.1648	1.3937
91.4400	92.8462	1.5145	90.6545	0.8664	92.5099	1.1566	89.9322	1.6766
97.5360	98.6545	1.1338	97.3762	0.1641	99.3504	1.8263	99.7000	2.1705
106.680	108.950	2.0838	107.107	0.3992	105.265	1.3439	106.072	0.5730
109.728	111.174	1.3013	111.136	1.2677	110.016	0.2626	110.204	0.4321
121.920	124.156	1.8009	123.607	1.3653	120.759	0.9613	120.347	1.3075
128.016	127.075	0.7401	123.273	3.8470	123.511	3.6472	133.963	4.4395
137.160	137.911	0.5448	140.579	2.4321	136.146	0.7450	133.801	2.5105
146.304	145.028	0.8795	144.639	1.1510	145.480	0.5663	145.044	0.8688
152.400	151.321	0.7128	148.130	2.8823	158.298	3.7257	145.660	4.6274
164.592	168.626	2.3923	161.754	1.7543	170.346	3.3779	165.080	0.2958
170.688	168.791	1.1234	174.514	2.1927	166.201	2.6994	177.373	3.7690
182.880	185.689	1.5129	187.351	2.3866	188.393	2.9265	187.189	2.3017
195.072	197.163	1.0608	203.136	3.9700	198.789	1.8699	199.319	2.1309
213.360	214.922	0.7270	218.294	2.2602	218.481	2.3441	207.558	2.7952
219.456	220.133	0.3080	215.573	1.8010	227.574	3.5672	226.834	3.2525
243.840	245.491	0.6728	250.764	2.7612	248.564	1.9004	235.948	3.3448
274.320	271.790	0.9306	282.618	2.9363	268.639	2.1148	282.113	2.7625
304.800	299.205	1.8698	310.908	1.9648	297.214	2.5522	317.273	3.9312
365.760	359.522	1.7350	356.953	2.4672	363.635	0.5843	378.832	3.4505
426.720	427.908	0.2778	430.354	0.8445	431.054	1.0055	408.627	4.4277
487.680	483.557	0.8526	474.837	2.7047	481.316	1.3221	497.081	1.8914
548.640	558.216	1.7155	555.052	1.1553	542.843	1.0678	541.975	1.2296

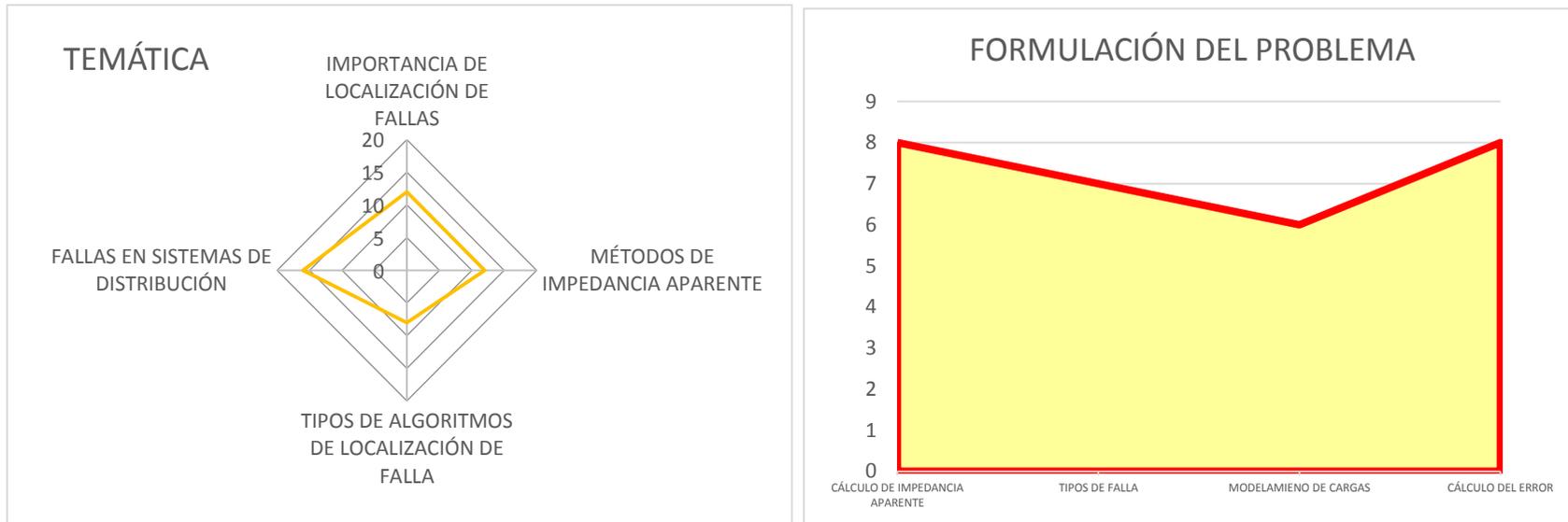
8. Estado del Arte

LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN BASADOS EN IMPEDANCIA APARENTE UTILIZANDO EL MÉTODO DE RATAN DAS.																							
DATOS		REFERENCIA	TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA		PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA								
ITEM	AÑO		TÍTULO DEL ARTÍCULO	IMPORTANCIA DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS	MÉTODOS DE IMPEDANCIA APARENTE	TIPOS DE ALGORITMOS DE LOCALIZACIÓN DE FALLA	FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	CÁLCULO DE IMPEDANCIA APARENTE	TIPOS DE FALLA	MODELAMIENTO DE CARGAS	CÁLCULO DEL ERROR	ESTIMACIÓN DE LA UBICACIÓN DE FALLA	MODELAMIENTO MATEMÁTICO	EXTRACCIÓN DE INFORMACIÓN DEL SISTEMA	MÉTODO DE RATAN DAS	GENERACIÓN DE BASE DE DATOS	MODELAMIENTO BASADO EN EL CONOCIMIENTO	MÉTODOS TRADICIONALES DE CÁLCULO DE DISTANCIA DE FALLA	MÉTODO RANDÓMICO O ESTOCÁSTICO	LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS RADIALES	CÁLCULO DE LA IMPEDANCIA APARENTE	MÉTODO ITERATIVO	
1	2015	Fault location method based on two end measurements at the power distribution system	\cite{Ramirez-Ramirez2015}	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>								
2	2017	Fault location in radial distribution systems based on decision trees and optimized allocation of power quality meters	\cite{DaSilvaPessoa2017}	<input checked="" 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 checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
3	2006	Extensive events database development using ATP and matlab to fault location in power distribution systems	\cite{Mora2006}	<input checked="" 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"/>		
4	2012	Load modeling for fault location in distribution systems with distributed generation	\cite{Herrera-Orozco2012}	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>					<input type="checkbox"/>		
5	2005	Causes of the 2003 major grid blackouts in North America and Europe, and recommended means to improve system dynamic performance	\cite{Andersson2005}	<input checked="" type="checkbox"/>									<input type="checkbox"/>					<input type="checkbox"/>					
6	2004	A novel approach for ground fault detection	\cite{Das2004}									<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
7	2014	Fault locator implementation for radial distribution systems	\cite{Vargas2014}			<input checked="" type="checkbox"/>	<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"/>	
8	2016	Extended impedance-based fault location formulation for active distribution systems	\cite{DeNunes2016}			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" 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"/>	

9	2017	Fault location in distribution systems with DG based on similarity of fault impedance	\cite{Zahra2017}			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>							<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				
10	2017	A double end fault location technique for distribution systems based on fault-generated transients	\cite{Aboshady2017}			<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>								<input checked="" type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>
11	2010	impedance-based fault location formulation for unbalanced primary distribution systems with distributed generation	\cite{DeNunes2010}					<input checked="" 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"/>
12	2017	A new technique to locate faults in distribution networks based on optimal coordination of numerical directional overcurrent relays	\cite{Al-Roomi2017}				<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>					<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>
13	2008	Comparison of impedance based fault location methods for power distribution systems	\cite{Mora-Florez2008}	<input checked="" 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"/>			
14	2017	A new impedance-based fault location scheme for overhead unbalanced radial distribution networks	\cite{Gabr2017}	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" 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 checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
15	2017	Active distribution network fault location methodology: A minimum fault reactance and Fibonacci search approach	\cite{Orozco-Henao2017}	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" 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 checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
16	2017	Fault location for power grid based on transient travelling wave data fusion via asynchronous voltage measurements	\cite{Rui2017}	<input checked="" 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"/>		
17	2015	Improved fault location algorithm for radial distribution systems with discrete and continuous wavelet analysis	\cite{Goudarzi2015}	<input checked="" 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 checked="" type="checkbox"/>				<input type="checkbox"/>		
18	2011	Smart Fault Location for Smart Grids	\cite{Kezunovic2011}	<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"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" 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 type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
19	2011	Fault location method based on the determination of the minimum fault reactance for uncertainty loaded and unbalanced power distribution systems	\cite{Morales-Espana2011}			<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"/>	
20	2016	Distribution network fault section identification and fault location using wavelet entropy and neural networks	\cite{Adewole2016}	<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 checked="" type="checkbox"/>					<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
21	2016	Improved fault location on distribution circuits using advanced inputs	\cite{Lattner2016}			<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				<input type="checkbox"/>					<input type="checkbox"/>						<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>
22	2009	Extended fault-location formulation for power distribution systems	\cite{Salim2009}					<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"/>
23	2015	Single phase fault location in power distribution network using combination of impedance based method and voltage sage matching algorithm	\cite{Daisy2015}				<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>				<input type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
24	2012	A unified impedance-based fault location method for generalized distribution systems	\cite{Ferreira2012}	<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	
25	2009	Review of fault location methods for distribution power system	\cite{Mirzaei2009}			<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>							
26	2002	Knowledge-based system for distribution system outage locating using comprehensive information	\cite{Liu2002}									<input type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>						
27	2000	A fault locator for radial subtransmission and distribution lines	\cite{Das2000}					<input checked="" type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

28	1998	Determining the Locations of Faults	\cite{Das1998}		☒	☒	☒		☒	☒	☐	☒	☒		☒		☒		☒	☒	☒	
29	1995	A technique for estimating locations of shunt faults on distribution lines	\cite{Das1995}		☐	☒	☒						☒	☒								
30	1997	Determining locations of faults in distribution systems	\cite{Sachdev1997}	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☒	☒	
				12	12	8	16	8	7	6	8	11	9	7	6	5	7	4	6	8	5	5

Tabla 6: Resumen e indicadores del estado del arte



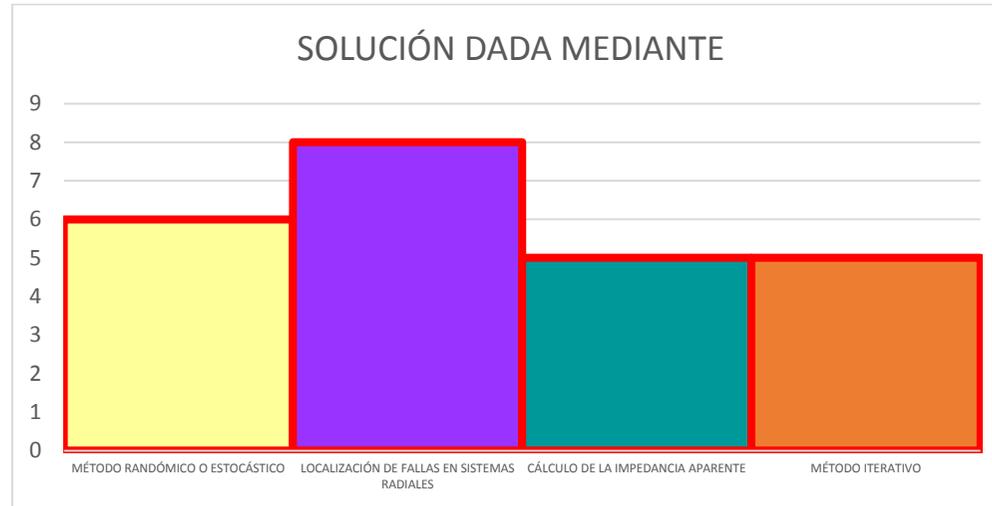


Tabla 7: Resumen e indicadores de estado del arte

