

**LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA USANDO GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y BASADO EN MÉTODOS
ALGORÍTMICOS**

**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 DE DISTRIBUCIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA USANDO GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y
BASADO EN MÉTODOS ALGORÍTMICOS**

**AUTOR:
DANIEL ANDRÉS CRIOLLO CAISAGUANO**

**DIRECTOR:
RAMÓN ENRIQUE PÉREZ PINEDA**

Quito, Octubre 2016

Daniel Andrés Criollo Caisaguano

**LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA USANDO GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y BASADO
EN MÉTODOS ALGORÍTMICOS**

Universidad Politécnica Salesiana
Ingeniería Eléctrica

Breve reseña de autores e información de contacto:



Daniel Andrés Criollo Caisaguano

Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica

Facultad de Ingenierías

Universidad Politécnica Salesiana

dcriolloca@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Ramón Enrique Pérez Pineda

Ingeniero Eléctrico

Docente de la Universidad Politécnica Salesiana

Facultad de Ingenierías

rperezp@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

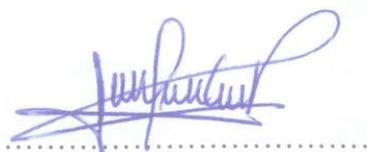
©2016 Universidad Politécnica Salesiana

Quito – Ecuador

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo, Ramón Enrique Pérez Pineda, declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación *Localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica usando generación distribuida y basado en métodos algorítmicos*, realizado por Daniel Andrés Criollo Caisaguano, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, Octubre 2016



.....
Ramón Enrique Pérez Pineda

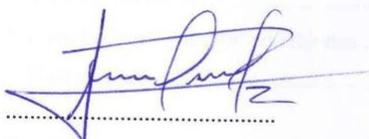
Cédula de identidad: 0959948290

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Daniel Andrés Criollo Caisaguano, con documento de identificación N° 1718809666, 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 de distribución de energía eléctrica usando generación distribuida y basado en métodos algorítmicos”, 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



.....
Nombre: Daniel Andrés Criollo Caisaguano

Cédula: 1718809666

Fecha: Quito, Octubre 2016

ÍNDICE DE GENERAL

<i>ÍNDICE DE FIGURAS</i>	1
<i>ÍNDICE DE TABLAS</i>	1
1. Introducción	2
2. Sistemas de Distribución.....	3
2.1 Configuración de un sistema de distribución	3
2.2 Generación Distribuida.....	3
3. Fallas en Sistemas de Distribución	4
3.1 Continuidad del servicio.....	4
3.2 Tipos de fallas	4
3.3 Características de señales de tensión y corriente.....	5
3.4 Métodos de localización de fallas	6
4. Metodología Propuesta.....	6
4.1 Análisis para fallas monofásicas	7
4.2 Análisis para fallas bifásicas	8
4.3 Análisis para fallas trifásicas	8
4.4 Algoritmo para determinar la localización de fallas	9
5. Pruebas y Resultados	10
5.1 Calculo del error	10
6. Conclusiones y Recomendaciones	11
7. Referencias	11

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Sistema eléctrico de distribución típico.....	3
Figura 2. Sistema eléctrico de distribución con generación distribuida.....	4
Figura 3. Tipos de fallas: (a) de fase a tierra, (b) de fase a fase, (c) dos fases y tierra, (d) de tres fases, (e) de tres fases a tierra.	4
Figura 4. Corriente medida en el nodo uno del troncal principal del circuito IEEE 34 Nodos para una falla trifásica.....	5
Figura 5. Tensión medida en el nodo uno del troncal principal del circuito IEEE 34 Nodos para una falla trifásica.....	5
Figura 6. Sistema de distribución bajo falla.....	6
Figura 7. Interfaz gráfica de la herramienta de simulación de localización de fallas. .	7
Figura 8. Falla monofásica.....	7
Figura 9. Falla bifásica.....	8
Figura 10. Falla trifásica.....	8
Figura 11. Troncal principal IEEE de 34 nodos.....	10
Figura 12. Errores en la localización de una falla monofásica.....	10
Figura 13. Errores en la localización de una falla bifásica.....	11
Figura 14. Errores en la localización de una falla trifásica.....	11

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Matriz de estado del arte.....	14
Tabla 2. Resumen e Indicadores del estado del arte.....	15

LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA USANDO GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y BASADO EN MÉTODOS ALGORÍTMICOS

Resumen

Las fallas en los sistemas eléctricos de distribución constituyen la problemática más grande y común, por tanto resulta indispensable contar con un método eficiente para la localización de dichas fallas, de tal forma de poder dar una solución de manera eficiente, disminuyendo la afectación al usuario final.

La generación distribuida en los últimos años se ha convertido en una fuente que produce energía eficiente y económica. Sin embargo, la inclusión de generadores distribuidos implica cambios en la naturaleza de los sistemas que distribuyen la energía eléctrica, afectando la exactitud de los métodos de localización de fallas.

En este trabajo se propone una metodología orientada a la localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica con generación distribuida, basado en la estimación de la impedancia equivalente del sistema en estudio. Para ello se ha considerado el uso de la medición de los valores eficaces de pre-falla y post-falla, en tensión y corriente por fase, obtenidos en la subestación y en el nodo donde se encuentra la generación distribuida.

La metodología fue aplicada al troncal principal del sistema IEEE de 34 nodos. Se simuló tres tipos de falla: falla monofásica, falla bifásica, y falla trifásica de un alimentador principal, y con dos diferentes valores de resistencia de falla que fueron 10Ω y 20Ω , los

cuales son valores típicos que se presentan en sistemas de distribución.

Los resultados del modelo propuesto han demostrado tener un margen de error inferior al 2.5% en las fallas bifásicas y trifásicas, mientras que el error existente en las fallas monofásicas es menor al 0.14%, considerando resistencias de falla de hasta 20Ω , que se modifican considerando varios aspectos incluyendo la variación de la resistencia de falla y un análisis de sensibilidad a las variaciones de carga en el sistema.

Palabras Clave: Generación Distribuida, Tipos de falla, Localización de fallas, Métodos algorítmicos, Confiabilidad, Energía eléctrica.

Abstract

The faults in electrical distribution systems constitute the largest and most common problem, therefore, it is essential to have an efficient method for the location of these failures, in such a way to solve them efficiently, reducing end-user involvement.

The generation distributed in recent years has become a source of energy efficient and economic production. However, the inclusion of distributed generators requires changes in the nature of the distribution systems of electric power, affecting the accuracy of the methods of fault location.

This paper proposes a methodology aimed at fault location in distribution systems with distributed generation, based on the estimation of the equivalent impedance of the system under study. There have been considered the use of the measurement effective of pre-fault and post-fault, voltage and current per phase, obtained in the substation and the node where the distributed generation. The methodology was applied to the main trunk of the IEEE 34 nodes system. Three types of failure were simulated: single-phase fault, two-phase fault and three-phase fault of a main feeder, and with two different values of resistance of failure that were 10Ω and 20Ω , which are typical values in distribution network systems.

The results of the proposed model have shown a margin of error of less than 2.5% in the two-phase and three-phase faults, while the existing error in the single-phase faults is less than 0.14%, considering fault resistances up to 20Ω , amending recital several aspects including varying the fault resistance and sensitivity analysis to variations in the system load.

Keywords: Distributed Generation, Types of Fault, Location of Fault, Algorithmic Methods, Reliability, Electric Power.

1. Introducción

El rápido crecimiento de los sistemas de energía eléctrica en los últimos años ha sido un tema de interés para los operadores de red y para los usuarios [1]. La presencia de generación distribuida más cercana a la carga es fundamental para la continuidad del suministro de electricidad de los consumidores [2]. Tal implantación ha permitido aliviar las instalaciones en los sistemas de distribución sobrecargados que

trabajan a una capacidad por encima del valor nominal, así como también ayudan a reducir las pérdidas y la caída de tensión [3].

La correcta ubicación de la falla dentro de los sistemas de distribución puede ayudar en la solución de los problemas, reduciendo el tiempo de interrupción en el suministro de energía [4].

Entre los aspectos más importantes para determinar la calidad del servicio se tiene en cuenta: la forma de onda, la continuidad del servicio y atención al cliente; siendo necesario encontrar soluciones aceptables entre los requerimientos de economía y confiabilidad garantizando la seguridad del sistema. Sin embargo, es un problema recurrente que los componentes del sistema de distribución salgan de servicio en forma imprevista a causa de fallas aleatorias. Estas pueden ser: descargas atmosféricas, ruptura de aislamiento, tormentas, nieve y cortocircuitos causados por animales u otro tipo de objeto extraño al sistema [3][5]. Al mismo tiempo existen las fallas temporales y las fallas permanentes, es así que las fallas permanentes son las causantes del mayor efecto en la continuidad del servicio. Además la inclusión de generadores en el sistema de distribución modifica las magnitudes y direcciones de las corrientes de falla, por lo que sus componentes deben ser recalculados y ajustados en tiempo real, para luego poder ajustar los equipos correspondientes [6]. La localización de fallas en sistemas de distribución es mucho más complicada que en los sistemas de transmisión. Uno de los efectos de la estimación de falla en los sistemas de distribución es el desequilibrio entre las fases. Esto es debido a que se tiene diferente carga en los laterales y desbalance del sistema que hacen que interfiera en las

metodologías de localización de fallas [7]. A ello debe añadirse el efecto que se tiene por la resistencia de falla, la cual se da por la estimación errónea de la corriente de falla para altas resistencias. Esta resistencia de falla depende de la estimación de la corriente de carga durante el período de falla [8].

Este artículo propone un método eficaz para la localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica con generación distribuida, el cual se basa en el modelo matemático del sistema de distribución permitiendo obtener la distancia de falla medida desde la subestación. En la sección 2, se trata el tema de la configuración de los sistemas de distribución. En la sección 3, se presenta la confiabilidad y los tipos de falla en los sistemas eléctricos de distribución. En la sección 4, se presenta los métodos más comunes utilizados para la localización de fallas, se profundiza la metodología propuesta en forma detallada para cada tipo de falla. En la sección 5, se contempla los resultados obtenidos, teniendo en cuenta un sistema de distribución de energía real y variaciones en la resistencia de falla. La sección 6, está dedicada a concluir y resumir las principales aportaciones del enfoque propuesto por el artículo.

2. Sistemas de Distribución

2.1 Configuración de un sistema de distribución

Un sistema eléctrico de distribución juega un papel importante en la vida diaria; ya no es un lujo, ahora es una necesidad emplear energía eléctrica para diferentes tipos de actividades como el funcionamiento de maquinarias, sistemas de atención de salud, iluminación y entretenimiento de una sociedad moderna [9]. El propósito que tienen los sistemas

eléctricos de distribución, es la entrega de energía eléctrica a los usuarios finales. Esta energía se toma de los circuitos de transmisión de alta tensión desde los centros de generación hacia los lugares de consumo, por medio del sistema de distribución. Estos circuitos son conocidos como de media tensión; una vez cerca de cada usuario final, un transformador de distribución vuelve a reducir a niveles de baja tensión para consumo de todos los clientes [10]. La planificación a futuro de los sistemas de distribución permite proporcionar un servicio a bajo costo y con altos niveles de confiabilidad, considerando el ingreso de nuevos sistemas y cargas [11][12]. En la Figura 1 se muestra una configuración típica de un sistema de distribución.

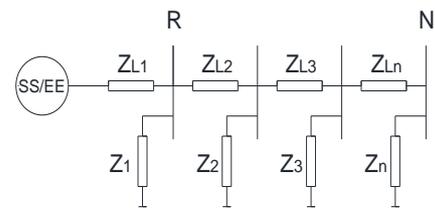


Figura 1. Sistema eléctrico de distribución típico

2.2 Generación Distribuida

La generación distribuida se refiere a la generación incluida a nivel de distribución en el sistema eléctrico de energía, es decir muy cercana a la carga. Se asocia normalmente a la utilización de las tecnologías de generación alternativa y limpia que no requieren grandes espacios y pueden estar dispersos por todo el sistema de distribución. Esto ayuda a reducir la carga y las pérdidas del sistema, para mejorar la calidad de energía y la confiabilidad del sistema [13]. Las empresas distribuidoras o usuarios finales pueden instalar generación distribuida de una manera rápida reduciendo la necesidad de proyectos a gran escala para abastecer los aumentos de demanda de los consumidores [10]. A la vez, ofrece beneficios y oportunidades; es necesario precisar que integrar

generadores en el sistema de distribución no siempre es fácil. Estos producen un cambio considerable en las características técnico-operativas de la red de distribución, convirtiéndola en una red con flujos bidireccionales [14].

Este tipo de generación está orientada a mejorar la confiabilidad del sistema de energía mediante la integración de recursos en pequeña escala y la reconfiguración del sistema de distribución. Esto incluye sus equipos de protección, métodos de operación y análisis para localización de la falla con el propósito de llegar a ser una red unidireccional [15][16]. En la Figura 2 se muestra la presencia de generación distribuida en sistemas de distribución, con lo que la red se vuelve bidireccional.

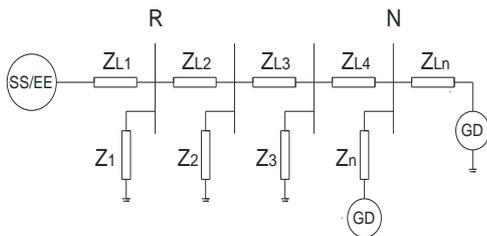


Figura 2. Sistema eléctrico de distribución con generación distribuida

3. Fallas en Sistemas de Distribución

3.1 Continuidad del servicio

La calidad de energía en los sistemas de distribución se considera hoy en día como un problema, sobre todo por la desregulación de los mercados eléctricos. Un aspecto importante relacionado con la calidad de la energía está asociado a la continuidad del servicio, el cual es medido a través de mecanismos en los que se incluyen el índice TIEPI que mide el tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada y el índice NIEPI que determina el número total de interrupciones equivalentes de potencia instalada [10][17].

Las fallas en los sistemas eléctricos de distribución causan interrupciones en el suministro de energía, estas son las responsables de la variación de los índices de continuidad del servicio. A su vez esto genera pérdidas a las empresas distribuidoras por los costos asociados a la energía no suministrada, especialmente en mercados competitivos; afectando de manera colateral al consumidor final.

La estrategia para reducir el impacto de fallas en los índices de continuidad TIEPI y NIEPI, se presenta en [18]; quien menciona que la localización de fallas ayuda a acelerar el proceso de restauración del sistema bajo falla.

Del mismo modo es posible realizar operaciones de conmutación para reducir la sección del sistema bajo falla, por último la localización de fallas no permanentes hace posible llevar a cabo tareas de mantenimiento preventivo programado para evitar fallos futuros [19].

3.2 Tipos de fallas

Los sistemas de distribución están expuestos a la presencia de fallas que incluyan una o varias fases, para cada caso, la corriente de cortocircuito y la caída de tensión es diferente en cada punto del sistema eléctrico de distribución [20]. Los tipos de fallas más comunes se pueden apreciar en la Figura 3.

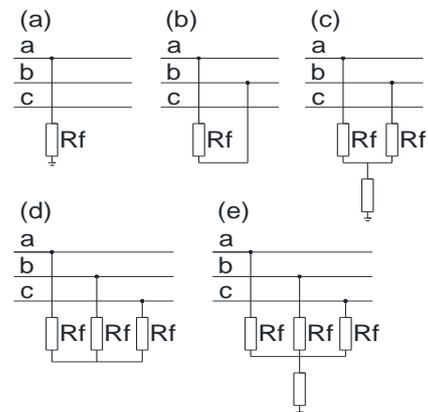


Figura 3. Tipos de fallas: (a) de fase a tierra, (b) de fase a fase, (c) dos fases y tierra, (d) de tres fases, (e) de tres fases a tierra.

Las fallas monofásicas involucran una conexión directa de una de las fases del sistema con tierra, haciendo que en tal fase la tensión sea cero. Esto depende directamente del valor de la impedancia de falla, por lo cual la corriente adquiere un valor extremadamente alto, lo que produce un desbalance en las fases restantes, este tipo de falla se muestra en la Figura 3.a.

En el caso de las fallas bifásicas o fallas entre dos fases; se tiene un punto de conexión entre estas fases, haciendo que la corriente en tal punto adquiera un valor muy por encima del valor nominal pero de igual magnitud en las fases afectadas. La tensión será dependiente de la impedancia de falla, generando un desbalance en la otra fase, esta falla se muestra en la Figura 3.b.

Otro tipo es la falla bifásica con conexión entre las dos fases y tierra, en este tipo de fallas la tensión tenderá a cero en ambas fases y la corriente aumentará el valor en forma considerable, generando un desbalance en la fase restante. Este tipo de falla se muestra en la Figura 3.c

Finalmente están las fallas trifásicas que involucran la conexión en un único punto entre tres fases (Figuras 3.d y e). En este caso se contempla que la tensión de todas las fases tenderá a cero y la corriente se elevará considerablemente; dependiendo del valor de la resistencia de falla [21].

3.3 Características de señales de tensión y corriente

Una falla en un circuito eléctrico es una anomalía que interfiere con el flujo normal de la corriente en un periodo de tiempo mayor a cierta medida establecida, produciendo un incremento de la corriente y la disminución en los valores de tensión que son medidos en la subestación o en puntos de entrega.

El software ATPDraw[®] usado en este artículo, permite obtener las muestras necesarias de las señales fasoriales en estado previo a la falla y post-falla, a cierta frecuencia de muestreo ajustada en el software.

En la Figura 4, se presenta un ejemplo de simulación de una falla trifásica en el entorno ATPDraw[®], donde se observa el cambio que sufre la corriente cuando ocurre la falla, se puede notar que a los 0.10 segundos la magnitud de las corrientes en el nodo uno del troncal principal del circuito se eleva en forma notable.

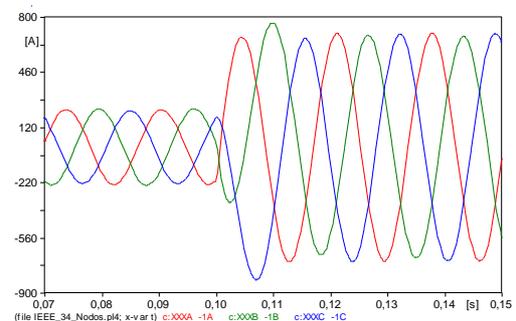


Figura 4. Corriente medida en el nodo uno del troncal principal del circuito IEEE 34 Nodos para una falla trifásica.

En la Figura 5 se puede apreciar por otro lado lo que ocurre con la tensión medida en la subestación en el mismo punto ante una falla, en este caso se muestra a una de las fases, y a los 0.10 segundos igualmente se produce una reducción notable en el valor de tensión que alimenta al sistema.

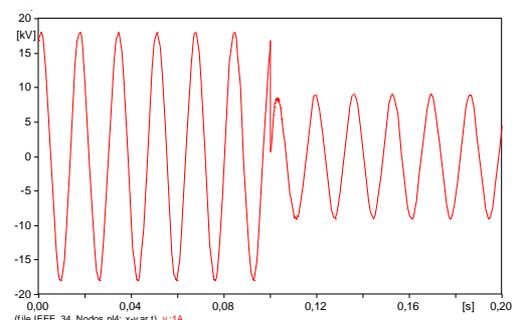


Figura 5. Tensión medida en el nodo uno del troncal principal del circuito IEEE 34 Nodos para una falla trifásica.

3.4 Métodos de localización de fallas

Existen varios métodos para el cálculo de la distancia de falla dentro de un sistema de distribución eléctrico; el método abordado para este artículo se basa en el modelo propuesto por [22], que asume que la falla se localizará en cualquier sección del sistema de distribución, al mismo tiempo se debe considerar la estimación de la corriente de falla en la sección bajo estudio. Aprovechando que se conoce el estado del sistema en cualquier instante se pueden conocer los valores de tensión y corriente en cada nodo radial del sistema.

Las metodologías basadas en el modelo eléctrico de la red, entregan como respuesta una distancia asociada a la impedancia de falla desde la subestación hasta el lugar de ocurrencia de la falla [1]. Estos métodos basados en el modelo son los más utilizados por su facilidad de implementación y por la obtención de resultados precisos; tienen una base común fundamentada en la estimación de la impedancia a partir de las medidas de tensión y corriente medidas en la subestación antes, durante y después de la falla. Estos métodos se han aplicado en [7]-[23][18] para la localización de fallas en redes de distribución con generación distribuida [24].

4. Metodología Propuesta

El sistema de distribución en estudio, se puede analizar por medio de una representación gráfica de la red bajo falla en la sección entre dos nodos, como se puede apreciar en la Figura 6. El punto F será el nodo de ocurrencia de falla; el nodo previo al punto de falla se representa como K, mientras que el nodo K+1 es el nodo inmediatamente posterior al punto de

falla y en el cual está conectada la generación distribuida.

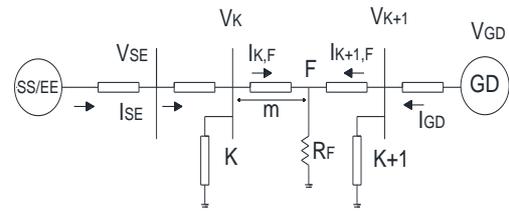


Figura 6. Sistema de distribución bajo falla

Las variables con las que se va a trabajar para la localización de fallas son indicadas a continuación.

V_{SE} : Tensión en la subestación.

I_{SE} : Corriente en la subestación.

V_{GD} : Tensión en la generación distribuida.

I_{GD} : Corriente en la subestación.

V_K : Tensión en el nodo K.

$I_{K,F}$: Corriente de fase desde el nodo k hasta el nodo de falla F.

$I_{K+1,F}$: Corriente de fase desde el nodo (k+1) hasta el nodo de falla F.

R_F : Resistencia de falla.

m : Distancia de falla.

Estos datos se recolectarán a partir de una base de resultados de simulación tomados del software ATPDraw[®], el cual es un procesador gráfico que ayuda a crear modelos de red eléctrica [25]. Con este software se obtienen todos los valores de tensión y corriente por fase en el dominio del tiempo y sus valores eficaces, medidos donde sea requerido [1]. Posterior a esto se localizará el tipo de falla a partir de dichas medidas. Para el análisis y cálculo se empleará el software MATLAB[®], un software especializado y empleado por la ingeniería para implementar y probar algoritmos matemáticos, además permite la creación de interfaces gráficas para visualizar cada proceso a ser realizado. La recolección de los datos extraídos de la subestación y del nodo de la generación distribuida, es posible gracias a la utilización de la herramienta de localización de fallas como se presenta en la Figura 7.

Esta presenta una interfaz de visualización de datos realizada en la plataforma GUI de MATLAB®; tales datos son procesados según el tipo de falla con la que se presenta. La Figura 7 muestra la interfaz gráfica de la herramienta desarrollada para la localización de las fallas en el sistema eléctrico de distribución.



Figura 7. Interfaz gráfica de la herramienta de simulación de localización de fallas.

4.1 Análisis para fallas monofásicas

En la Figura 8 se presenta una falla monofásica en la fase 1, entre los nodos K y K+1. El primer procedimiento es obtener todos los valores de tensión y corriente por fase en el nodo previo (nodo K), en el nodo de falla (nodo F) y en el nodo siguiente (nodo K+1).

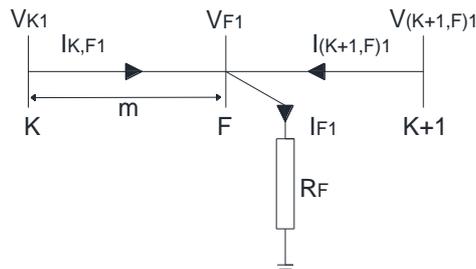


Figura 8. Falla monofásica

En [26], se explica que una vez que se tiene el segmento del circuito equivalente en estudio, se plantea la transformación de tensiones, corrientes e impedancias a componentes de secuencia a través de la ecuación (1), que describe el período de falla en estado estacionario del sistema.

$$\begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \\ \Delta V_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta V_{1-F} \\ \Delta V_{2-F} \\ \Delta V_{3-F} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_F & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{(K+1),F1} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (1)$$

Las variaciones en la tensión equivalente entre los dos nodos se pueden obtener por las leyes de corriente y tensión de Kirchhoff obteniéndose así la ecuación (2).

$$V = I * Z \quad (2)$$

Luego se considera el método de las componentes simétricas para la obtención de los valores en falla del sistema en cada fase, lo que da lugar a la ecuación (3).

$$\begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \\ \Delta V_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} mZ_{11} + R_F & mZ_{12} & mZ_{13} \\ mZ_{21} & Z_{22} & Z_{23} \\ mZ_{31} & Z_{32} & Z_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{(K)1} \\ I_{(K)2} \\ I_{(K)3} \end{bmatrix} \quad (3)$$

Donde:

Z_{ii} Impedancia propia de la línea, con $i=1, 2, 3$, en el troncal principal de falla.

Z_{ij} Impedancia mutua de la línea entre fases con $i \neq j$ en el troncal principal de falla.

m Distancia de la falla.

Resolviendo la matriz (1) y (3) se obtiene la ecuación (4). En función de la distancia de falla.

$$V_{K,1} = m(Z_{11}I_{(K)1} + Z_{12}I_{(K)2} + Z_{13}I_{(K)3}) + R_F(I_{(K)1} + I_{(K+1)1}) \quad (4)$$

De (4) es posible despejar y determinar la distancia de falla m , que es dependiente de las impedancias de cada línea y de la resistencia de falla, como se observa en la ecuación (5).

$$m = \frac{V_{K1} - R_F(\Delta I_1)}{Z_{11}I_{(K)1} + Z_{12}I_{(K)2} + Z_{13}I_{(K)3}} \quad (5)$$

4.2 Análisis para fallas bifásicas

En la Figura 9 se presenta una falla bifásica entre las fases 1 y 2. Al igual que en las fallas monofásicas es necesario obtener todos los valores de tensión y corriente por fase en el nodo previo (nodo k), en el nodo de falla (nodo F) y en el nodo siguiente (nodo k+1).

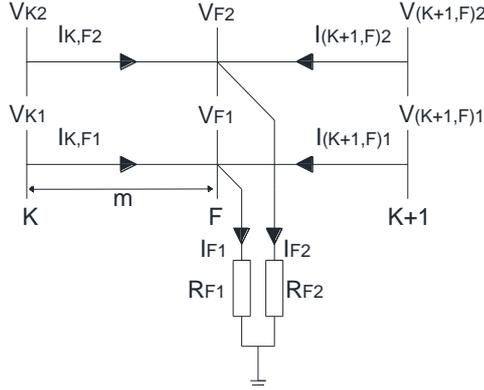


Figura 9. Falla bifásica

De la misma forma se realiza un análisis del circuito para fallas bifásicas en donde se plantea la transformación de tensiones, corrientes e impedancias a componentes de secuencia a través de las ecuación (6)

$$\begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \\ \Delta V_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta V_{1-F} \\ \Delta V_{2-F} \\ \Delta V_{3-F} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_F & 0 & 0 \\ 0 & R_F & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{(K+1,F)1} \\ I_{(K+1,F)2} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (6)$$

Con el uso de las leyes de Kirchhoff y el método de las componentes simétricas, se pueden obtener los valores en cada una de las fases que se encuentran bajo falla dando lugar a la ecuación la ecuación (7).

$$\begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \\ \Delta V_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} mZ_{11} + R_F & mZ_{12} & mZ_{13} \\ mZ_{21} & mZ_{22} + R_F & mZ_{23} \\ mZ_{31} & mZ_{32} & Z_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{(K)1} \\ I_{(K)2} \\ I_{(K)3} \end{bmatrix} \quad (7)$$

Del sistema de ecuaciones de la matriz de (6) y (7) se consigue obtener la ecuación (8).

$$\begin{aligned} V_{(K)12} = & m((Z_{11} - Z_{21})I_{(K)1} + (Z_{12} - Z_{22})I_{(K)2} \\ & + (Z_{13} - Z_{23})I_{(K)3}) + R_F((I_{(K)1} + I_{(K+1)1}) \\ & - (I_{(K)2} + I_{(K+1)2})) \end{aligned} \quad (8)$$

El sentido de la variación de la corriente dependerá del flujo que tenga la misma. A partir de la resolución de la ecuación (8), es posible obtener la ecuación (9), en función de los parámetros de red, que dependerá de las impedancias de cada línea de las dos fases involucradas y de las resistencias de falla R_{F1}, R_{F2} , como se observa en la ecuación (9).

$$m = \frac{V_1 - V_2 - R_F * ((I_{(K)1} + I_{(K+1)1}) - (I_{(K)2} + I_{(K+1)2}))}{(Z_{11} - Z_{21})I_{(K)1} + (Z_{12} - Z_{22})I_{(K)2} + (Z_{13} - Z_{23})I_{(K)3}} \quad (9)$$

4.3 Análisis para fallas trifásicas

En la Figura 10, se presenta una falla trifásica entre las fases 1, 2, 3. Similar a las fallas monofásicas y bifásicas es necesario obtener todos los valores de tensión y corriente por fase en el nodo previo (nodo k), en el nodo de falla (nodo F) y en el nodo siguiente (nodo k+1).

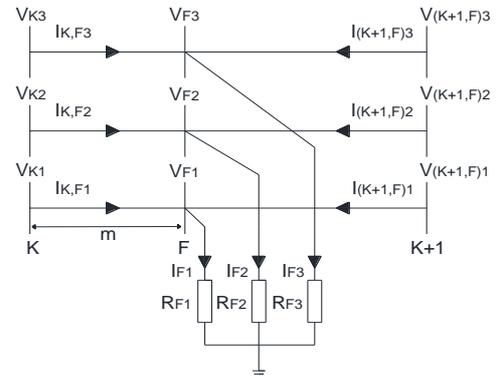


Figura 10. Falla trifásica

Igual que con las fallas monofásicas y bifásicas, se hace el mismo tratamiento de datos, para el caso en estudio de las fallas trifásicas, este análisis circuital se hacen para las fases 1-2, para las fases 1-3 y para las fases 2-3, donde $m_1 = m$ en la ecuación (9).

En [22], se propone un sistema de ecuaciones para representar de manera exacta y general los tipos de fallas trifásicas, como se muestra en la ecuación (10).

$$\begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \\ \Delta V_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta V_{1-F} \\ \Delta V_{2-F} \\ \Delta V_{3-F} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_F & 0 & 0 \\ 0 & R_F & 0 \\ 0 & 0 & R_F \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{(K+1,F)1} \\ I_{(K+1,F)2} \\ I_{(K+1,F)3} \end{bmatrix} \quad (10)$$

Con el uso de las leyes Kirchhoff y el método de las componentes simétricas, se pueden obtener los valores en cada una de las fases que se encuentran bajo falla dando lugar a la ecuación la ecuación (11).

$$\begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \\ \Delta V_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} mZ_{11} + R_F & mZ_{12} & mZ_{13} \\ mZ_{21} & mZ_{22} + R_F & mZ_{23} \\ mZ_{31} & mZ_{32} & mZ_{33} + R_F \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{(K)1} \\ I_{(K)2} \\ I_{(K)3} \end{bmatrix} \quad (11)$$

Para el análisis de las fases 1 y 3 se obtiene la ecuación (12)

$$\begin{aligned} V_{(K)13} = & m((Z_{11} - Z_{31})I_{(K)1} + (Z_{12} - Z_{32})I_{(K)2} \\ & + (Z_{13} - Z_{33})I_{(K)3}) + R_F((I_{(K)1} + I_{(K+1)1}) \\ & - (I_{(K)3} + I_{(K+1)3})) \end{aligned} \quad (12)$$

De esta ecuación resulta la deducción de la distancia de falla m_2 que se presenta en la ecuación (13).

$$m_2 = \frac{V_1 - V_3 - R_F * ((I_{(K)1} + I_{(K+1)1}) - (I_{(K)3} + I_{(K+1)3}))}{(Z_{11} - Z_{31})I_{(K)1} + (Z_{12} - Z_{32})I_{(K)2} + (Z_{13} - Z_{33})I_{(K)3}} \quad (13)$$

Para el análisis de las fases 2 y 3 se obtiene la ecuación (14).

$$\begin{aligned} V_{(K)23} = & m((Z_{21} - Z_{31})I_{(K)1} + (Z_{22} - Z_{32})I_{(K)2} \\ & + (Z_{23} - Z_{33})I_{(K)3}) + R_F((I_{(K)2} + I_{(K+1)2}) \\ & - (I_{(K)3} + I_{(K+1)3})) \end{aligned} \quad (14)$$

De esta ecuación resulta la deducción de la distancia de falla m_3 que se presenta en la ecuación (15).

$$m_3 = \frac{V_2 - V_3 - R_F * ((I_{(K)2} + I_{(K+1)2}) - (I_{(K)3} + I_{(K+1)3}))}{(Z_{21} - Z_{31})I_{(K)1} + (Z_{22} - Z_{32})I_{(K)2} + (Z_{23} - Z_{33})I_{(K)3}} \quad (15)$$

Después de haber obtenido m_1, m_2, m_3 se debe determinar un valor promedio de tales valores representado por medio de la ecuación (16) y se emplea la desviación estándar en la ecuación (17).

$$\bar{m} = \frac{m_1 + m_2 + m_3}{3} \quad (16)$$

$$\sigma_m = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^3 (m_j - \bar{m})^2}{3}} \quad (17)$$

Con esto se obtiene la ecuación (18) que es la distancia de falla m para fallas trifásicas.

$$m = \bar{m} - \sigma_m \quad (18)$$

4.4 Algoritmo para determinar la localización de fallas

Se realiza la simulación en todos los nodos para verificar la robustez del modelo planteado, que consiste en un método de localización de fallas basado en la estimación de impedancias aplicado de manera individual con las medidas de tensión y corriente obtenidos durante y después de la falla entre los nodos K y K+1 de la ocurrencia de falla, convirtiendo al sistema de distribución en un sistema radial equivalente.

En la Figura 11, se presenta el circuito de prueba ante condiciones nominales que se tomó del troncal principal del circuito IEEE de 34 nodos, el cual consta de 8 nodos del ramal principal con la inclusión de la generación distribuida en el sistema de distribución colocada en el nodo 826 y variación de resistencias de falla de 10Ω y 20Ω .



Figura 11. Troncal principal IEEE de 34 nodos.

Para estimar la distancia de falla se muestra a continuación el siguiente pseudocódigo.

**Algoritmo de determinación de la
distancia de falla y del error**

Paso 1. Modelar el circuito en estudio con la generación distribuida en el software ATPDraw®.

Paso 2. Estimación de tensión y corriente en los nodos requeridos.

Paso 3. Análisis para cada sección considerada en falla.

Paso 4. Cálculo del valor de distancia de falla, variando la resistencia de falla.

Paso 5. Determinación del error en la estimación de la distancia de falla.

Terminar

5. Pruebas y Resultados

5.1 Calculo del error

En [27], el error estimado en porcentaje para la localización de la distancia de la falla basándose en la longitud total del alimentador, con un comportamiento que responde a la variación en la resistencia de la falla que se muestra en la ecuación (19).

$$Error(\%) = \left| \frac{X_{est} - X_{real}}{L_T} \right| * 100 \quad (19)$$

Donde:

X_{est} : Estimación de la distancia de falla.

X_{real} : Distancia Real.

L_T : Distancia desde la subestación a la falla.

Considerando la Figura 12 se observa el error correspondiente a la falla monofásica donde el eje X corresponde al nodo previo a la falla y el eje Y el error obtenido en porcentaje. Se puede observar que los errores obtenidos con una resistencia de falla de 10 ohmios, se ubican entre 0 y 0.14 %, siendo uno de los mejores resultados obtenidos. En el caso de una resistencia de falla de 20 ohmios, el error más significativo es cercano al 0.1 %, notando que el valor de la resistencia de falla influye directamente en la precisión del cálculo de la distancia de falla. Por lo tanto el método planteado presenta un buen comportamiento en estas condiciones y ante variación del valor de la resistencia de falla.

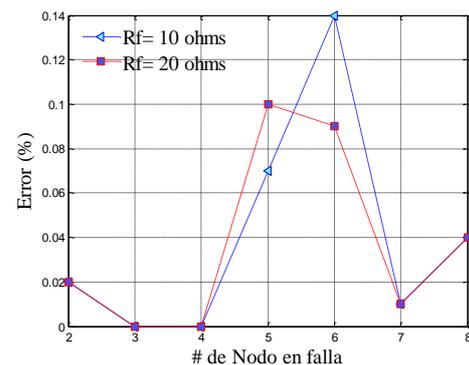


Figura 12. Errores en la localización de una falla monofásica

En la Figura 13 se presenta la variación del error en las fallas bifásicas; se observa un comportamiento variante ante la transición de la resistencia de falla, lo cual nos da una sobrestimación de la distancia de falla. Esto se debe a la incertidumbre que se tiene sobre el valor de la carga en el sistema de distribución, presentando un error máximo del 2.4%. Se nota nuevamente que la respuesta es mejor con una resistencia de falla menor.

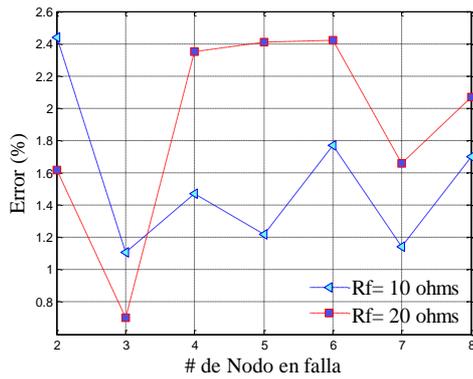


Figura 13. Errores en la localización de una falla bifásica

En la Figura 14 se denota la variación del error ante una falla trifásica; en este caso hay condiciones equilibradas; y el error cambia según el nodo previo a la falla. Estos errores siguen siendo aceptables, por lo que el método propuesto se muestra eficaz ante variación y modelamiento de las cargas del sistema eléctrico, presentando un error máximo del 2.2% similar al que se obtiene en las fallas bifásicas; denotando que el error menor para este caso ha sido el presentado con una resistencia de falla mayor.

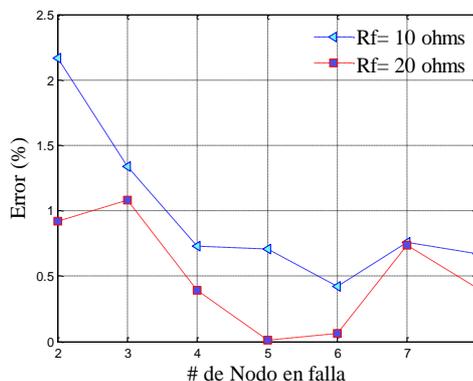


Figura 14. Errores en la localización de una falla trifásica

6. Conclusiones y Recomendaciones

Se determinó que la localización de la distancia de falla basada en la impedancia en sistemas de distribución con generación

distribuida, es adecuada para sistemas equilibrados y desequilibrados con una robustez y precisión comparable a la obtenida por otros autores.

Se puede notar que la inclusión de la generación distribuida ha modificado el comportamiento del sistema provocando que existan corrientes bidireccionales para determinar la distancia a la que ocurrió una falla en el sistema de distribución. Es primordial considerar el sentido de tales intensidades para la obtención de un valor coherente; a pesar de la incertidumbre generada por los cambios de la carga o demanda.

Además, se ha contemplado que es necesario ejecutar un análisis específico para cada tipo de falla permanente que ha estado en estudio; notando además que el cálculo cambia según las fases que hayan sido afectadas por la falla.

7. Referencias

- [1] R. Das, "A Fault Locator for Radial Subtransmission and Distribution Lines," vol. 00, no. c, pp. 443–448, 2000.
- [2] H. Falaghi and M.-R. Haghifam, "Distributed generation impacts on electric distribution systems reliability; sensitivity analysis," *EUROCON 2005 - Int. Conf. Comput. as a Tool, Novemb. 21, 2005 - Novemb. 24*, vol. II, pp. 1465–1468, 2005.
- [3] P. Jahangiri, M. Fotuhi, and F. Senior, "Reliability Assessment of Distribution System With Distributed Generation," no. PECon 08, pp. 1551–1556, 2008.
- [4] J. Ubirajara, N. De Nunes, and A. S. Bretas, "An Extended

- Fault Location Formulation for Unbalanced Distribution Feeders with Distributed Generation,” no. 1, 2010.
- [5] 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.
- [6] A. Girgis and S. Brahma, “Effect of distributed generation on protective device coordination in distribution system,” *Power Eng. 2001. LESCOPE '01. 2001 Large Eng. Syst. Conf.*, pp. 115–119, 2001.
- [7] A. S. Bretas and R. H. Salim, “Fault location in unbalanced dg systems using the positive sequence apparent impedance,” *2006 IEEE PES Transm. Distrib. Conf. Expo. Lat. Am. TDC'06*, vol. 00, pp. 1–6, 2006.
- [8] R. H. Salim, S. Member, M. Resener, A. D. Filomena, K. Rezende, C. De Oliveira, and A. S. Bretas, “Extended Fault-Location Formulation for Power Distribution Systems,” vol. 24, no. 2, pp. 508–516, 2009.
- [9] A. Ghadiri, “Reliability Assessment of Possible AC / DC Distribution System Configurations,” 2014.
- [10] M. Crow, W. Kersting, and J. Harlow, *Electric power distribution Handbook*, CRC Press . 2004.
- [11] R. Das, “A technique for estimating locations of shunt faults on distribution lines,” no. 95, pp. 6–11, 1995.
- [12] M. B. Nissen, “Performance Development As Distributed Generation,” *New York Times*, no. December, pp. 25–31, 2009.
- [13] K. . Kauhaniemi and L. Kumpulainen, “Impact of Distributed Generation on the Protection of Distribution Networks,” *Eighth IEE Int. Conf. Dev. Power Syst. Prot.*, no. Vol. 1, pp. 315–318, 2004.
- [14] Ieee, *IEEE Application Guide for IEEE Std 1547™, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*, no. April. 2009.
- [15] P. Filho, J. Medeiros, and J. Silva, “Optimal Power Flow Calculation Method for Distribution Systems with Distributed Generation,” pp. 1–4, 1995.
- [16] M. AlMuhaini and G. Heydt, “Evaluating Future Power Distribution System Reliability Including Distributed Generation,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 28, no. 4, pp. 2264–2272, Oct. 2013.
- [17] IEEE PowerEngineering Society, *IEEE Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines*, vol. 2014. 2014.
- [18] G. Morales, J. Mora, and H. Vargas, “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.
- [19] J. Lee, M. Albu, and G. Heydt, “A power quality index based on equipment sensitivity, cost, and network vulnerability,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 19, no. 3, pp. 1504–1510, 2004.

- [20] M. Saha and J. Izykowski, *Fault Location on Power Networks*. 2010.
- [21] C. Abbey, “On the Compatibility of Fault Location Approaches and Distributed Generation,” *Integr. Wide-Scale Renew. Resour. Into Power Deliv. Syst. 2009 CIGRE/IEEE PES Jt. Symp.*, pp. 1–5, 2009.
- [22] C. Orozco, “Impedance-based Fault location method for power distribution system considering distributed generation,” vol. 23, no. 3, pp. 348–360, 2015.
- [23] D. L. Lubkeman, S. Member, and A. A. Girgis, “Automated fault location and diagnosis on electric power distribution feeders,” vol. 12, no. 2, 1997.
- [24] J. J. Mora, “Lacalizacion de fallas en sistemas de distribucion de energia eléctrica usando métodos basados en el modelo y métodos de clasificacion basados en el conocimiento,” Universidad de Girona, 2006.
- [25] H. K. Høidalen, “ATPDraw User ’ s Manual,” no. 1, 1998.
- [26] P. C. Magnusson, “Analysis of faulted power systems,” *J. Franklin Inst.*, vol. 298, no. 1, p. 79, 1974.
- [27] A. D. Filomena, M. Resener, R. H. Salim, and A. S. Bretas, “Extended impedance-based fault location formulation for unbalanced underground distribution systems,” *IEEE Power Energy Soc. 2008 Gen. Meet. Convers. Deliv. Electr. Energy 21st Century, PES*, pp. 1–8, 2008.