

Análisis comparativo de métodos de localización de fallas en sistemas de distribución con cargas conectadas a tierra

Comparative analysis of fault location methods in power distribution networks with grounded loads

Andrés F. Panesso-Hernández, Juan J. Mora-Flórez

Facultad de Ingenierías, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia

afpanesso@utp.edu.co

jjmora@utp.edu.co

Resumen—En este artículo se presenta un análisis comparativo para dos métodos de localización de fallas basados en mediciones de los fundamentales de tensión y corriente en la subestación de un sistema de distribución radial con y sin conexión a tierra en su red primaria. Se toma como referente las medidas en la cabecera del circuito debido a que entre las áreas de desarrollo más importantes de aplicaciones de monitoreo desde la subestación se encuentran los sistemas inteligentes que automáticamente evalúan y proponen soluciones ante disturbios en la red, tan rápido como sea posible. Al final se muestra el efecto que tiene la conexión a tierra en la localización de fallas y su relación con la corriente de secuencia cero medida en la subestación.

Palabras clave— Conexión a tierra, Falla a tierra, Localización de fallas, Secuencia cero, Sistema de Distribución.

Abstract—This paper presents a comparative analysis for two fault location methods for any ungrounded radial power networks using only the fundamentals of voltage and current data from substation. This because the most important development areas for substation monitoring applications is the implementation of intelligent systems that can automatically evaluate and give solutions for a network disturbance. Furthermore, the grounded connection effect in fault location and its relation with zero sequence current measured at substation is shown.

Key Word — Zero sequence, Fault location, Grounded fault, Power Distribution System, Ungrounded network.

I. INTRODUCCIÓN

En Colombia la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en su resolución 097 de 2008 [1], hace referencia a la calidad de la energía como la continuidad del servicio a sus usuarios, y eso se refleja en los índices utilizados para medir la calidad en el suministro eléctrico. Para ello, la localización de fallas en los Sistemas de Distribución Local (SDL), como

se muestra en esta resolución, son la principal herramienta para lograr este propósito.

Restaurar el sistema en menor tiempo después de una interrupción por un evento de falla es parte fundamental de la buena calidad del servicio de energía a la demanda. Con la localización oportuna de fallas permanentes en el sistema, es posible reducir no solo los tiempos de interrupción sino también, el número de eventos de falla, mediante la adecuada programación de mantenimiento preventivo en puntos críticos de su sistema [2].

Por esto, en los últimos años muchas investigaciones se han centrado en la búsqueda de metodologías y técnicas que permitan estimar de forma precisa el lugar de ocurrencia de una falla en un sistema de potencia radial. Algunos artículos en los que se presentan diversos métodos de localización de fallas en los sistemas de distribución radial, se fundamentan en el modelo circuital de la red para obtener un modelo matemático que permita conocer el sitio exacto de ocurrencia del evento de falla [3]. Aunque uno de los mayores inconvenientes de estos métodos, es desprestigiar algunos elementos propios de estos sistemas para así simplificar el modelo matemático, con el fin de llegar a una solución rápida y precisa. Entre las simplificaciones que permiten relajar el sistema de ecuaciones se encuentra la no inclusión de radiales laterales, la consideración de redes homogéneas y la no apreciación del efecto capacitivo en las redes de media tensión [4].

De otra parte, en los alimentadores primarios no se conocen todos los parámetros del modelo de la red en forma precisa, y mucho menos el modelo exacto de todas las cargas laterales ni los modelos acumulados de carga para cada radial intermedio. Como aproximación, se puede considerar que todas las cargas conectadas a redes primarias como del tipo corriente constante [5]. Además, cuando una falla ocurre en un alimentador de media tensión, las variaciones de tensión en las cargas laterales son menores a la apreciada en el punto de falla, por

lo que la corriente superimpuesta que fluye a estas cargas en cada fase antes del lugar de la falla es cercana a cero [5].

En este artículo, se presenta un análisis de dos métodos de localización de fallas que permiten estimar el punto de falla a partir de las mediciones en la cabecera del circuito de los valores fundamentales de tensión y corriente, además del conocimiento del modelo circuital de la red eléctrica. Este análisis se reduce a las fallas a tierra, particularmente las de naturaleza monofásica, debido a que son las que más se presentan en los sistemas de distribución de energía de media y baja tensión. Adicionalmente, se presenta la relación entre la corriente de secuencia cero obtenida mediante las componentes simétricas y la conexión de las cargas a tierra en el sistema de distribución.

II. SECUENCIA CERO EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

En un gran número de técnicas empleadas para la localización de fallas en sistemas eléctricos de distribución como [6]-[10], utiliza las componentes simétricas para la estimación del lugar de la falla. Sin embargo, no es casualidad que en todos ellos se tenga a la componente de secuencia cero, directa o indirectamente, como elemento clave para el modelado matemático de fallas a tierra y su posible ubicación.

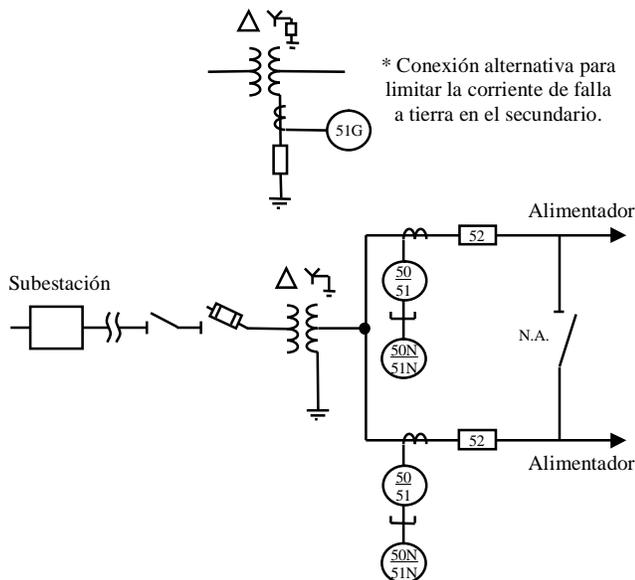


Figura 1. Esquema típico de una subestación eléctrica con sus relés de protección [11].

En este artículo se realiza una comparación de dos métodos de localización de fallas que utilizan la secuencia cero para estimar el punto de falla, debido a que existe cierta relación entre la corriente de esta secuencia en la subestación con la corriente de falla en algún lugar del circuito radial.

De acuerdo a [11] (figura 1), es recomendable implementar en las subestaciones una conexión D-yn en los

transformadores, debido a que estas aíslan la corriente de secuencia cero en el secundario en caso de una falla aguas arriba del punto de conexión, es decir que se cuenta una protección adicional.

De igual forma, en caso de una falla aguas abajo del transformador, la corriente de secuencia cero no circularía por las líneas conectadas al primario del mismo, como se muestra en la figura 2.

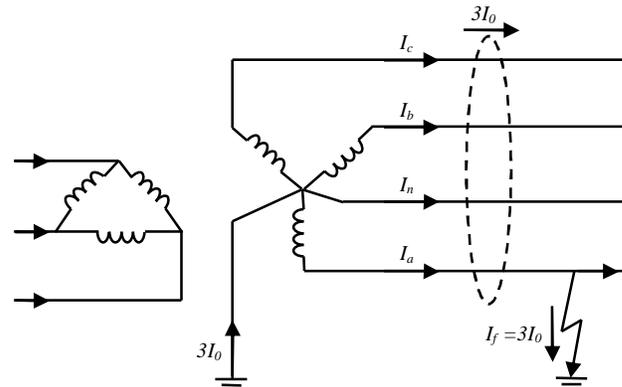


Figura 2. Corriente de secuencia cero en el secundario del transformador D-yn de una subestación durante una falla monofásica a tierra [12].

Sin embargo, aún existen sistemas de distribución cuyos transformadores presentan conexión a tierra en el devanado que tiene conexión a la red primaria, lo cual puede perjudicar la precisión de los métodos de localización. Otra variable que puede afectar el comportamiento de estos métodos es la susceptancia de las líneas subterráneas, puesto que en el caso de las redes subterráneas su efecto puede ser considerable [13]. Adicionalmente, como se explica en [14] en caso de una falla de alta impedancia serían éstas las encargadas de suplir la corriente necesaria para alimentar la corriente de falla en sistemas aislados.

La figura 3, muestra como la corriente de secuencia cero obtenida a partir de mediciones en la subestación puede ser considerada como la misma corriente de falla a tierra para sistemas radiales que se encuentren conectados de acuerdo al estándar [11].

III. MÉTODOS DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS BASADOS EN EL MODELO CIRCUITAL

Los sistemas de distribución tienen entre otras características, que son muy cambiantes y su ubicación se encuentra cerca a los puntos de carga, por esto es el último eslabón en la cadena de los sistemas eléctricos. Estos sistemas normalmente tienen poco mantenimiento y es por esta razón que la mayoría de eventos de falla se producen en esta parte de los sistemas de potencia.

Por esto, una buena herramienta que ayuda a reducir los índices de indisponibilidad en cualquier sistema de potencia son los métodos de localización de falla, los cuales en su

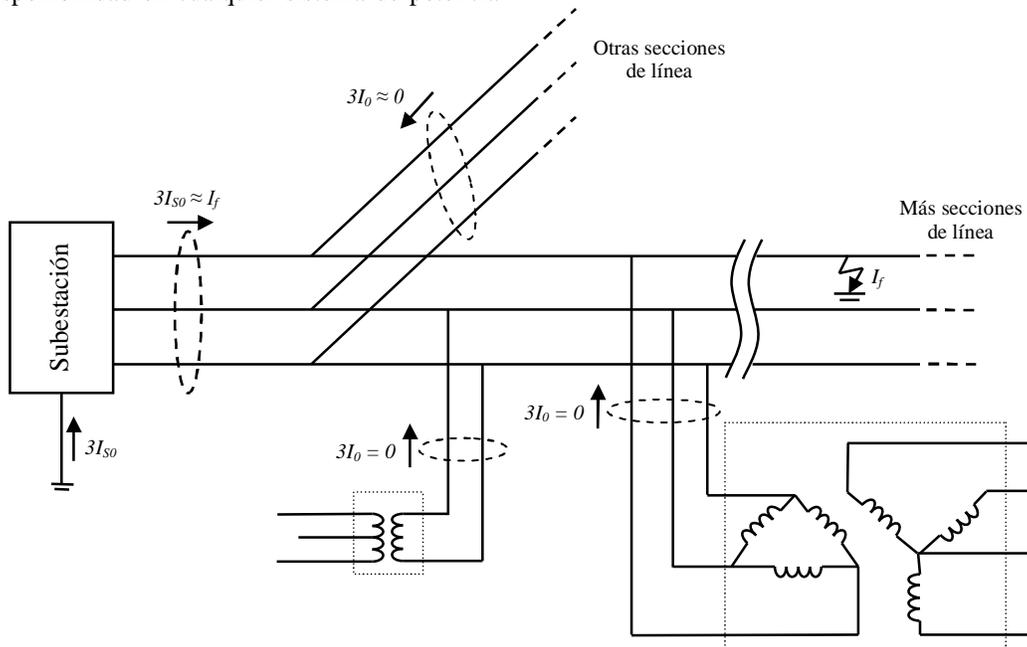


Figura 3. Comportamiento de la corriente de secuencia cero en un SDL trifásico sin neutro.

mayoría operan sólo en un tramo red para determinar la distancia a la falla con base en mediciones en uno o en ambos terminales. Las figuras 4 y 5 muestran respectivamente, un diagrama circuital unifilar de un tramo de red antes y durante una falla.

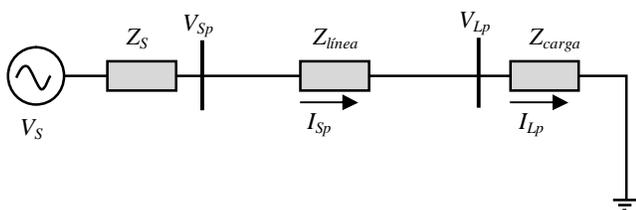


Figura 4. Diagrama circuital unifilar simplificado de un tramo de la red de distribución previo a la falla.

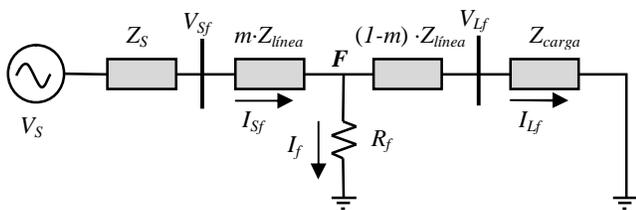


Figura 5. Diagrama circuital unifilar de un tramo de la red de distribución bajo falla.

Para encontrar la distancia a la falla se requiere de información precisa de las tensiones y corrientes por fase (o sólo de la fase que experimenta la falla) en el terminal inicial del tramo.

Ante una situación de falla, una ayuda para reducir los cálculos necesarios para conocer el lugar de ocurrencia de una falla son los circuitos superimpuestos, que se presentaron por primera vez en [15]. La metodología propuesta en [15] se fundamenta en la determinación de los valores de las componentes superimpuestas de tensión y corriente en cualquier punto de la línea, a partir de las medidas en la subestación y es muy utilizado por otros métodos de localización más elaborados como los propuestos por [6] y [16]. Se define como componente superimpuesta a la diferencia entre los valores de las señales de tensión y corriente de falla y de pre-falla, tal como se presenta en la figura 6. La idea principal se fundamenta en que el valor de las componentes superimpuestas en las fases que no están en falla, toman su valor mínimo en el nodo de la falla **F** [3].

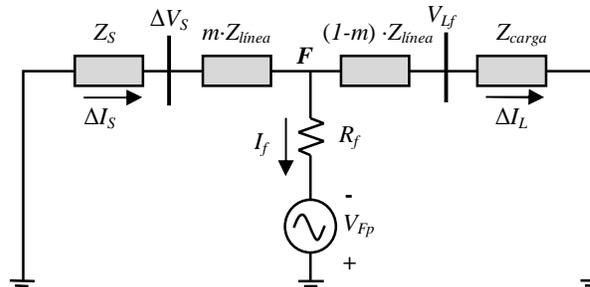


Figura 6. Circuito de componentes superimpuestas de los circuitos de las Fig. 4 y 5.

Aunque la estrategia de [15] permite despreciar ligeramente el efecto de las cargas intermedias entre la cabecera del circuito y la falla, su eficiencia continúa dependiendo de unas buenas

estimaciones en los terminales del tramo bajo falla, antes y durante el evento.

Por otro lado, las componentes simétricas son utilizadas en la mayoría de los casos para transformar el modelo original del sistema, componentes de fase, por uno más simple y fácil de implementar. Es así como mediante la transformación propuesta por Fortescue [17], se tiene un nuevo sistema de ecuaciones que en muchos casos permite reducir las incógnitas de un sistema desequilibrado a tres sistemas equilibrados, lo que en muchas redes produce una gran ventaja en términos de modelado matemático.

A continuación se presentan dos métodos de localización de fallas que utilizan las componentes simétricas y los valores superimpuestos para modelar y resolver el problema de la estimación del punto de falla en los sistemas de distribución de energía.

A. Método de Novosel et. al.

El método propuesto en [6] se fundamenta en la idea de localizar fallas aplicado a líneas de transmisión cortas incluyendo todas las cargas y las líneas intermedias, representadas mediante modelos de impedancia acumulada al final del tramo donde se realiza el análisis de la falla [18]. Esta forma de compensar las cargas laterales es correcta debido a que la impedancia de estas cargas es mucho mayor a la impedancia del alimentador.

Partiendo de los datos de tensión y corriente medidos en la subestación previo a la falla (V_{ps} e I_{ps}) y durante la falla (V_{sf} e I_{sf}), y del valor de la impedancia de línea de secuencia positiva de la red de distribución (Z_{L1}), se realiza el cálculo de las impedancias de carga y de la fuente, tal y como se presenta en las ecuaciones (1) y (3).

$$Z_{carga} = \frac{V_{ps}}{I_{ps}} - Z_{L1} \quad (1)$$

$$\Delta V_s = V_{sf} - V_{ps} \quad (2)$$

$$Z_s = -\frac{\Delta V_s}{\Delta I_s} \quad (3)$$

Con estos datos, se puede hallar los términos que conforman una ecuación cuadrática de m , los cuales se muestran en las ecuaciones (4)-(6).

$$k_1 = \frac{V_{sf}}{I_{sf} \cdot Z_{L1}} + \frac{Z_{carga}}{Z_{L1}} + 1 \quad (4)$$

$$k_2 = \frac{V_{sf}}{I_{sf} \cdot Z_{L1}} \left(\frac{Z_{carga}}{Z_{L1}} + 1 \right) \quad (5)$$

$$k_3 = \frac{\Delta I_s}{I_{sf} \cdot Z_{L1}} \left(\frac{Z_s + Z_{carga}}{Z_{L1}} + 1 \right) \quad (6)$$

La solución para la localización del punto de falla m , en por unidad, está dada por (7).

$$m = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4 \cdot a \cdot c}}{2 \cdot a} \quad (7)$$

Donde los valores de a , b y c se presentan en la ecuación (8).

$$\begin{aligned} a &= 1 \\ b &= \frac{\text{Im}\{k_1\} \times \text{Re}\{k_3\}}{\text{Im}\{k_3\}} - \text{Re}\{k_1\} \\ c &= \text{Re}\{k_2\} - \frac{\text{Im}\{k_2\} \times \text{Re}\{k_3\}}{\text{Im}\{k_3\}} \end{aligned} \quad (8)$$

Los autores de este método han observado que la mejor propuesta de solución para m viene dada cuando se resta la raíz en el numerador de (7).

1) Cálculo de las componentes superimpuestas

Para implementar adecuadamente este método, primero se debe conocer el tipo de falla y los valores de tensión y corriente en estado de falla y de pre-falla en los medidores por fase, luego se observa la tabla I.

TABLA I
CÁLCULO DE TENSIONES Y CORRIENTES PARA LAS FALLAS MONOFÁSICAS A TIERRA

Tipo de Falla	Tensión de Falla V_{sf}	Corriente de Falla I_{sf}	Corriente superimpuesta ΔI_s
a-g	V_{sfa}	$I_{sfa} + k \cdot I_{0sf}$	$3\Delta I_{sla}$
b-g	V_{sfb}	$I_{sfb} + k \cdot I_{0sf}$	$3\Delta I_{slb}$
c-g	V_{sfc}	$I_{sfc} + k \cdot I_{0sf}$	$3\Delta I_{slc}$

Donde:

V_{sfa} , V_{sfb} y V_{sfc} es la tensión de falla en las fases a , b y c medidas en la subestación.

I_{sfa} , I_{sfb} e I_{sfc} es la corriente de falla en las fases a , b y c medidas en la subestación.

ΔI_{sla} , ΔI_{slb} y ΔI_{slc} es la corriente superimpuesta para las fases a , b y c en secuencia positiva.

Si la falla es monofásica a tierra, es necesario conocer la corriente de secuencia cero en el momento de ocurrencia de la falla aplicando la transformación a componentes simétricas de [17], de donde se obtiene (9).

$$I_{0sf} = \frac{1}{3} (I_{sfa} + I_{sfb} + I_{sfc}) \quad (9)$$

Donde I_{0sf} es la corriente de falla de secuencia cero. Además, para fallas monofásicas se requiere de una constante k que

está definida por la ecuación (10). En [9] se puede observar en detalle la necesidad de usar este valor para fallas de esta índole (ver Apéndice A).

$$k = \frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{Z_{L1}} \quad (10)$$

Donde Z_{L1} es la impedancia de línea de secuencia positiva y Z_{L0} es la impedancia de línea de secuencia cero.

Cada cambio en la corriente por fase del sistema de distribución es comparado con las otras fases para identificar el tipo de falla. En [6] y [8] se presentan dos alternativas para la identificación del tipo de falla.

Luego, los valores de I_{sf} , V_{sf} y ΔI_s a utilizar en el método se calculan como se presenta en la tabla I y éstos se aplican en las expresiones (1)-(8).

B. Método de Mirzai y Afzalian

El método presentado en [7] utiliza una única función que contiene todas las variables involucradas para luego, resolverla. Esta función se genera a partir de todos los valores en el sistema en estado de falla, es decir que las corrientes I_a , I_b e I_c son corrientes de falla y de igual forma para las tensiones. A continuación se presenta el método propuesto en [7] para fallas monofásicas a tierra.

La figura 7 muestra un tramo de línea comprendido entre las barras N y $N+1$, la cual sufre una falla en la fase a a una distancia m , también en por unidad, de la barra N .

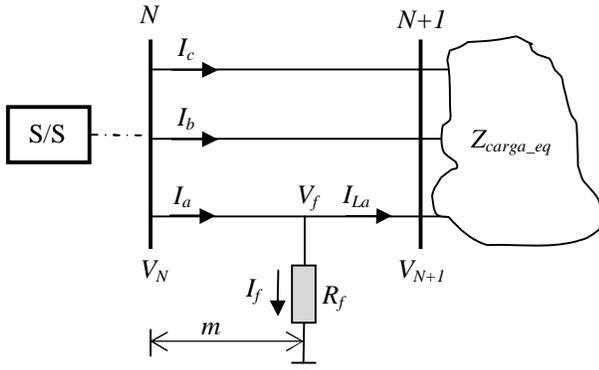


Figura 7. Diagrama trifilar de un tramo de línea durante una falla monofásica de la fase a a tierra.

Nótese que la corriente que fluye aguas debajo del punto de falla I_{La} se puede expresar en función de las demás fases como se muestra en (11).

$$I_{La} = -(I_b + I_c) \quad (11)$$

Entonces, se tiene la ecuación (12), la cual es similar a (9), esto indica que existe una relación entre la corriente de

secuencia cero y la corriente de falla, no importando si realiza el análisis mediante componentes simétricas o componentes de fase.

$$I_f = I_a + I_b + I_c \quad (12)$$

Luego, resolviendo para la fase bajo falla, se tiene (13).

$$V_a - m \cdot (Z_{aa}I_a + Z_{ab}I_b + Z_{ac}I_c) = V_f \quad (13)$$

Donde V_f está dado por la expresión (14).

$$V_f = R_f \cdot I_f = R_f \cdot (I_a + I_b + I_c) \quad (14)$$

Entonces se obtiene en (15) una función de 6 variables.

$$\begin{aligned} F(V_a, I_a, I_b, I_c, R_f, m) \\ = V_a - m \cdot (Z_{aa}I_a + Z_{ab}I_b + Z_{ac}I_c) - R_f \cdot (I_a + I_b + I_c) \\ = 0 \end{aligned} \quad (15)$$

La derivada de esta función F se presenta en (16).

$$\begin{aligned} \Delta F = \frac{\partial F}{\partial V_a} \Delta V_a + \frac{\partial F}{\partial I_a} \Delta I_a + \frac{\partial F}{\partial I_b} \Delta I_b + \frac{\partial F}{\partial I_c} \Delta I_c + \frac{\partial F}{\partial R_f} \Delta R_f + \\ + \frac{\partial F}{\partial m} \Delta m = 0 \end{aligned} \quad (16)$$

Por tanto, la expresión en (16) queda como sigue.

$$\begin{aligned} \Delta V_a - (m \cdot Z_{aa} + R_f) \cdot \Delta I_a - (m \cdot Z_{ab} + R_f) \cdot \Delta I_b + \\ - (m \cdot Z_{ac} + R_f) \cdot \Delta I_c - (Z_{aa}I_a + Z_{ab}I_b + Z_{ac}I_c) \cdot \Delta m + \\ - (I_a + I_b + I_c) \cdot \Delta R_f = 0 \end{aligned} \quad (17)$$

Como la distancia a la falla no cambia ($\Delta m = 0$), y asumiendo que no existe variación de la resistencia de falla ($\Delta R_f = 0$), se obtiene (18).

$$\begin{aligned} \Delta V_a - R_f \cdot (\Delta I_a + \Delta I_b + \Delta I_c) + \\ - m \cdot (Z_{aa}\Delta I_a + Z_{ab}\Delta I_b + Z_{ac}\Delta I_c) = 0 \end{aligned} \quad (18)$$

Entonces se define en (19) una corriente I_0 la cual es tres veces la corriente de secuencia cero en estado de falla.

$$3I_0 = \Delta I_a + \Delta I_b + \Delta I_c \quad (19)$$

El símbolo Δ indica la variación en la variable en el instante en que pasa de un estado de pre-falla a uno de falla, en otras palabras, que es un valor superpuesto. Adicionalmente, al no existir conexión a tierra (ver figura 7), la suma de corrientes en estado de pre-falla es igual a cero, por lo que (19) puede decirse que es igual a la expresión (9).

Luego, se reescriben las partes de la función como se muestra en (20).

$$\begin{cases} A + jB = Z_{aa}\Delta I_a + Z_{ab}\Delta I_b + Z_{ac}\Delta I_c \\ \Delta V_{ax} + j\Delta V_{ay} = \Delta V_a \\ I_{0x} + jI_{0y} = I_0 \end{cases} \quad (20)$$

Quedando finalmente (21).

$$\Delta V_{ax} + j\Delta V_{ay} = m \cdot (A + jB) + 3R_f \cdot (I_{0x} + jI_{0y}) \quad (21)$$

Entonces se organizan las partes real e imaginaria de la ecuación compleja (21) en el sistema de ecuaciones (22).

$$\begin{cases} m \cdot A + R_f \cdot 3I_{0x} = \Delta V_{ax} \\ m \cdot B + R_f \cdot 3I_{0y} = \Delta V_{ay} \end{cases} \quad (22)$$

Finalmente se resuelve para hallar la distancia a la falla.

$$m = \frac{\begin{vmatrix} \Delta V_{ax} & 3I_{0x} \\ \Delta V_{ay} & 3I_{0y} \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} A & 3I_{0x} \\ B & 3I_{0y} \end{vmatrix}} \rightarrow m = \frac{\Delta V_{ax} \cdot I_{0y} - \Delta V_{ay} \cdot I_{0x}}{A \cdot I_{0y} - B \cdot I_{0x}} \quad (23)$$

De igual forma se puede calcular el valor de la resistencia de falla R_f .

IV. PRUEBAS Y RESULTADOS

A. Sistema prototipo de pruebas

En esta sección, se prueban los métodos de localización presentados en la parte anterior para fallas monofásicas a tierra en un sistema de distribución prototipo, como se presenta en la figura 8, el cual consta de una red aérea trifásica trifilar con algunos tramos subterráneos, donde se verificará la efectividad de los métodos de localización frente a diferentes valores de resistencia de falla y evaluando su desempeño cuando el sistema se encuentra aislado o conectado a tierra.

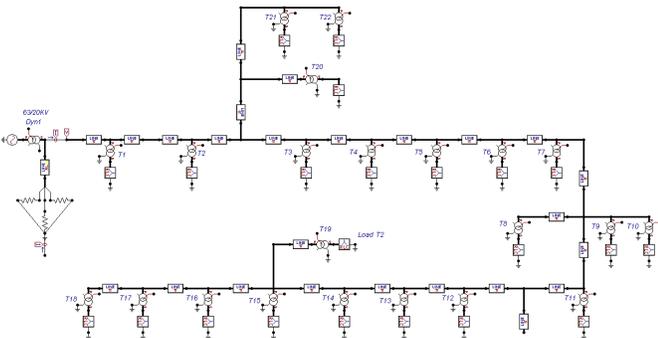


Figura 8. Sistema de prueba en ATPDraw [19].

Para una adecuada observación de los resultados, todos los errores de estimación presentados en este documento se expresan como error absoluto, utilizando la ecuación que se presenta en (24). La principal ventaja de expresar los errores en esta forma es la comparación de las diferencia de distancias para todos los puntos del radial con respecto a la longitud total del mismo.

$$\% \text{Error absoluto} = \frac{Long_{real} - Long_{est}}{Long_{total}} \times 100[\%] \quad (24)$$

Donde $Long_{est}$ es la distancia estimada desde la subestación hasta la falla por el método de localización, mientras $Long_{real}$ es la distancia a la cual se simula el evento de falla medido desde la subestación y $Long_{total}$ es la longitud total del radial sobre el que realiza la prueba.

También, la diferencia entre la corriente de secuencia cero medida en la subestación y la corriente de falla medida en el punto de simulación como se expresa en (25).

$$\% \Delta I = \frac{3I_{s0} - I_{fg}}{3I_{s0}} \times 100[\%] = \frac{\Delta I_g}{I_{s0}} \times 100[\%] \quad (25)$$

Para efectos de simulación, los transformadores que llegan a todas las cargas del circuito de la figura 8 se encuentran conectados en D-yn11 y conectados a tierra en el secundario, siguiendo con la conexión mostrada en la figura 1, que hace parte de [11].

Las simulaciones de las diferentes fallas que se presentan más adelante, se ejecutan en MATLAB empleando la información proveniente del EMTP/ATP [19].

B. Efecto en la localización para diferentes valores de R_f modificando la corriente de falla

Se prueban los métodos de localización para una falla monofásica de la fase c a tierra en el radial principal del circuito prototipo. En la figura 9 se muestra el resultado de el método propuesto por Mirzai y Afzalian [7] ante una variación significativa de la diferencia del valor de la corriente de falla con respecto a la de secuencia cero.

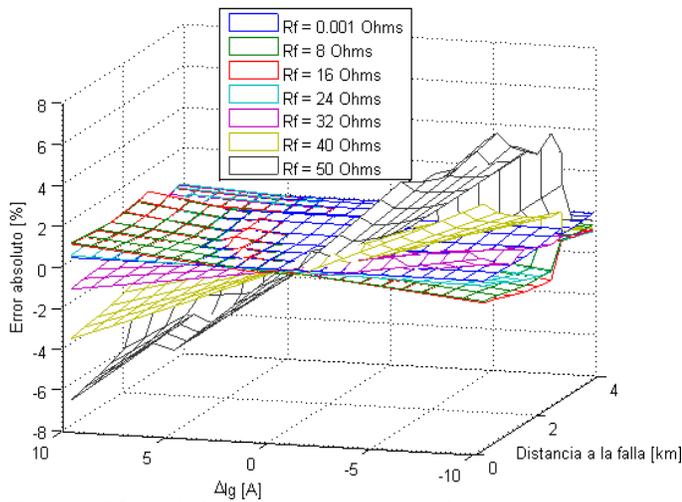


Figura 9. Efecto de la diferencia entre la corriente de secuencia cero medida en la subestación y la corriente de falla medida en el punto de simulación para una falla monofásica c-g utilizando [7].

Cuando el valor de ΔI_g en la figura 9 tiende a ser cero, se observa cómo el error en la estimación es mínimo para la mayoría de las resistencias de falla en el circuito simulado.

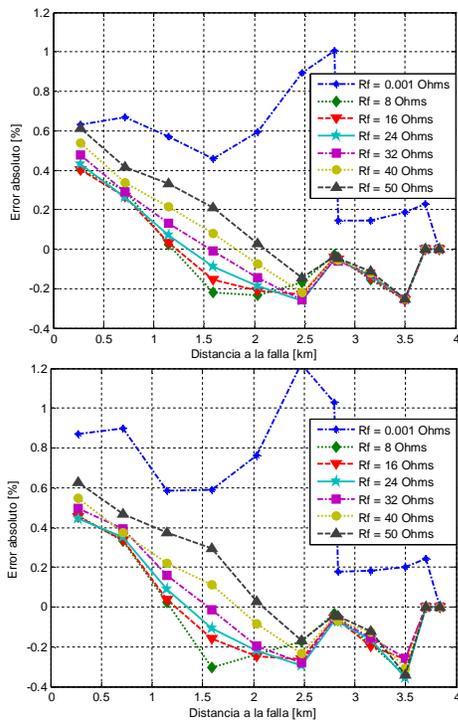


Figura 10. Errores en la localización para una falla monofásica b-g aplicando el método [6] en el sistema (sup) aislado, y (inf) con conexión a tierra.

Puede verse como a medida que se reduce la resistencia de falla, también lo hace el error de estimación, esto puede deberse a que entre más pequeña sea la resistencia de falla mayor será la corriente que circula por ella, minimizando a su vez, la diferencia relativa de corriente ($\% \Delta I$).

Nótese como para cualquiera de las fallas simuladas se tiene una relación entre la eficiencia del método y la resistencia de falla. Esto se debe en gran parte al efecto reactancia [20], mediante el cual a pesar que la resistencia es de carácter resistivo, la carga no lo es, obteniendo equivalentes en el punto de falla con valores imaginarios de la impedancia de falla, sobre la magnitud de dicha resistencia en los sistemas eléctricos de distribución.

Para la relación de corrientes en las fallas paralelas de tipo monofásico se presenta un efecto similar al mostrado en las figuras 10 y 11 en la estimación del punto de falla.

C. Efecto de la conexión a tierra en el punto de carga

Luego se observa la variación en $\% \Delta I$ aplicando la expresión (25), para lo cual se simulan varias fallas de naturaleza monofásica a tierra en la última barra del circuito de prueba, se selecciona esta barra debido a que es la más distante de la subestación y es en la que se debe apreciar la mayor diferencia de corriente ante un disturbio en la misma.

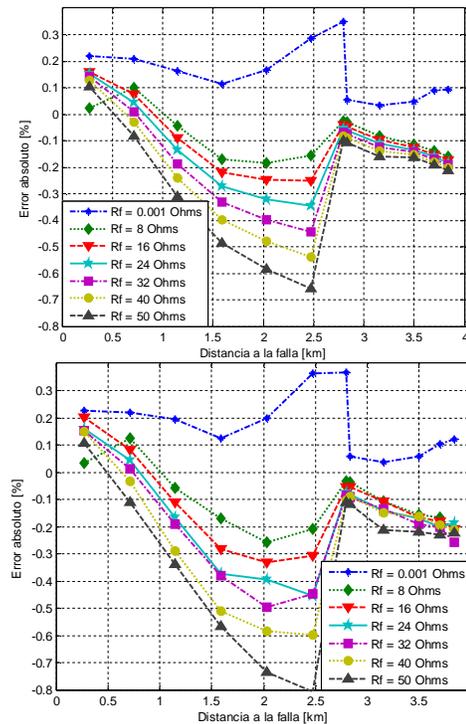


Figura 11. Errores en la localización para una falla monofásica b-g aplicando el método [7] en el sistema (sup) aislado, y (inf) con conexión a tierra.

En la tabla II se presenta estos resultados para diferentes resistencias de falla a tierra. La diferencia entre el valor de la corriente de secuencia cero medida en la subestación y la corriente de falla a tierra medida en el punto de simulación muestra un cambio radical en cuanto a la conexión del transformador, es decir que si éste se encuentra conectado a tierra no es apropiado asumir que se conoce la corriente de falla, por lo que sería necesario implementar medidas de

corrección de la corriente de falla como en [21] o un análisis de la corriente de tierra tramo a tramo [22].

TABLA II
RESULTADOS DE LA RELACIÓN DE CORRIENTES
ANTE VARIACIONES EN R_f

	R_f [Ω]	% ΔI	
		D-yn	Yn-yn
Falla a-g	0.001	5.969	-7.892
	8	6.035	-6.601
	16	6.084	-5.757
	24	6.108	-5.260
	32	6.120	-5.017
	40	6.148	-4.943
	50	6.130	-4.987

V. CONCLUSIONES

En este artículo se presenta un análisis que permite entender de forma sencilla la relación entre la distancia y la resistencia de falla, asociado a si el sistema eléctrico se encuentra o no conectado a tierra. Los resultados que se presentan aquí son un caso particular de las metodologías descritas en las secciones III-A y III-B. En este caso, se realizaron pruebas de las diferencias en la estimación del lugar de la falla mediante el cálculo del error absoluto en un sistema radial prototipo.

Los problemas de asumir que se conoce la corriente de falla en un sistema eléctrico con conexión a tierra, no sólo se pueden apreciar en la localización de la distancia a la falla, sino también, en la estimación del radial donde ocurre esta perturbación. Este efecto puede observarse más claramente mediante la implementación de Métodos Basados en el Conocimiento (MBC).

Finalmente, siempre se debe tener un conocimiento pleno del sistema en el cual se desean aplicar estas técnicas, para alcanzar mejores resultados y en este caso, entre mejor se conozca cómo afecta la tierra el circuito mejor será la estimación del punto de falla.

APÉNDICE A

Asúmase que el tramo de línea de la figura 4 tiene una matriz de impedancia como la que se presenta a continuación.

$$\begin{bmatrix} Z_{Laa} & Z_{Lab} & Z_{Lac} \\ Z_{Lba} & Z_{Lbb} & Z_{Lbc} \\ Z_{Lca} & Z_{Lcb} & Z_{Lcc} \end{bmatrix} \quad (\text{A.1})$$

Donde las impedancias propias por fase son idénticas ($Z_{Lii} = Z_{Lp}$) y todas sus impedancias mutuas son bilaterales e iguales

entre sí ($Z_{Lij} = Z_{Lji} = Z_{Lm}$), resultando la matriz de impedancia de línea (A.2).

$$\begin{bmatrix} Z_{Lp} & Z_{Lm} & Z_{Lm} \\ Z_{Lm} & Z_{Lp} & Z_{Lm} \\ Z_{Lm} & Z_{Lm} & Z_{Lp} \end{bmatrix} \quad (\text{A.2})$$

Luego, se realiza la transformación a redes de secuencia como se presenta en [23], utilizando la matriz de transformación A.

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \Rightarrow A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}, \quad a = 1 \angle 120^\circ \quad (\text{A.3})$$

Entonces, se obtiene la matriz (A.4).

$$A^{-1} \begin{bmatrix} Z_{Lp} & Z_{Lm} & Z_{Lm} \\ Z_{Lm} & Z_{Lp} & Z_{Lm} \\ Z_{Lm} & Z_{Lm} & Z_{Lp} \end{bmatrix} A = \begin{bmatrix} Z_{L0} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{L1} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{L1} \end{bmatrix} \quad (\text{A.4})$$

Nótese que las impedancias de secuencia positiva y negativa son iguales, para un tramo de línea como el presentado en (A.2). Finalmente, utilizando las magnitudes del sistema en condiciones de falla y los parámetros de red en componentes simétricas, las tensiones y corrientes en redes de secuencia pueden describirse como se presenta en (A.5).

$$\begin{aligned} V_{0f} &= V_{0N} - I_0 Z_{L0} \\ V_{1f} &= V_{1N} - I_1 Z_{L1} \\ V_{2f} &= V_{2N} - I_2 Z_{L2} \end{aligned} \quad (\text{A.5})$$

Considérese también la expresión en (A.6).

$$V_{0f} + V_{1f} + V_{2f} = V_{af} = 3I_{0f} R_f \quad (\text{A.6})$$

Luego, al sumar las ecuaciones en (A.5) y teniendo en cuenta que $Z_{L1} = Z_{L2}$, se tiene la ecuación (A.7).

$$V_{af} = V_{aN} - ((I_1 + I_2) Z_{L1} + I_0 Z_{L0}) \quad (\text{A.7})$$

Al desarrollar la anterior expresión e incluyendo (A.6), se tiene (A.8).

$$\begin{aligned}
V_{aN} &= ((I_1 + I_2)Z_{L1} + I_0Z_{L0}) + V_{af} + I_0Z_{L1} - I_0Z_{L1} \\
&= ((I_0 + I_1 + I_2)Z_{L1} + I_0(Z_{L0} - Z_{L1})) + V_{af} \\
&= ((I_a)Z_{L1} + I_0(Z_{L0} - Z_{L1})) + 3I_{0f}R_f \\
&= \left(I_a + I_0 \frac{(Z_{L0} - Z_{L1})}{Z_{L1}} \right) Z_{L1} + 3I_{0f}R_f \\
\Rightarrow V_{aN} &= (I_a + k \cdot I_0)Z_{L1} + 3I_{0f}R_f
\end{aligned} \tag{A.8}$$

De donde se observa la constante k en (A.9).

$$k = \frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{Z_{L1}} \tag{A.9}$$

De este modo se obtiene finalmente el valor de la constante k presentada en (10), tal como se propone en [9].

REFERENCIAS

- [1] Comisión Reguladora de Energía y Gas, "Resolución CREG 097 de 2008". [Online]. Available on: http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-182&p_options=, Fecha de consulta [21-12-2012].
- [2] A. F. Panesso, J. J. Mora, "Errores Comunes en el uso de las Componentes Simétricas para la Localización de Fallas en Sistemas de Distribución de Energía," *Scientia et Technica*, Año XVII, No. 51, pp. 15-21, Ago. 2012.
- [3] J. J. Mora, "Localización de Faltas en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica usando Métodos Basados en el Modelo y Métodos Basados en el Conocimiento," Tesis Doctoral, Universidad de Girona, España. 2006.
- [4] G. Morales, J. J. Mora, H. Vargas, "Método de Localización de Fallas en Sistemas de Distribución Basado en Gráficas de Reactancias," *Scientia et Technica*, Año XIII, No. 34, pp. 49-54, Mayo 2007.
- [5] W. Kersting, "Distribution System Modeling and Analysis". Boca Raton, Florida, CRC Press. 2002.
- [6] Novosel, *et. al.*, "System for Locating Faults and Estimating Fault resistance in Distribution Networks with Tapped Loads," U.S. Patent 5 839 093, Nov. 17, 1998.
- [7] M. A. Mirzai, A. A. Afzalian. "A novel Fault Locator System; Algorithm, principle and practical implementation". *IEEE Trans. Power Delivery*, Jan. 2010, Vol. 25, no 1, pp. 35-46.
- [8] R. Das, "Determining the Locations of Faults in Distribution Systems," Doctoral Thesis, University of Saskatchewan, Saskatoon, Canada, 1998.
- [9] A. A. Girgis, C. M. Fallon, D. L. Lubkerman, "A Fault Location Technique for Rural Distribution Feeders," *IEEE Trans. Industry and Applications*, Vol. 26, No. 6, 1993, pp 1170-1175.
- [10] M. M. Saha, E. Rosolowski, "Method and Device of Fault Location for Distribution Networks," U.S. Patent 6 483 435, Nov. 19, 2002.
- [11] *IEEE Guide for Protective Relaying of Utility-Consumer Interconnections*. IEEE Std C37.95TM-2002, Apr. 2003.
- [12] *IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems*, IEEE Std 142TM-2007, Jun. 2007.
- [13] A. F. Panesso, J. J. Mora, "Localización de Fallas Monofásicas en Sistemas de Distribución Considerando el Efecto Capacitivo y la No Homogeneidad de las Líneas," *Scientia et Technica*, Año XVII, No. 52, pp. 189-197, Dic. 2012.
- [14] M. D. Hou, N. Fisher, "Deterministic High-Impedance Fault Detection and Phase Selection on Ungrounded Distribution Systems," *Schweitzer Engineering Laboratories Inc.*, Sep. 2005. Available: <http://www.selinc.com>. Fecha de consulta [20-12-2012].
- [15] R. Aggarwal, Y. Aslan, and A.T. Johns. "New concept in fault location for overhead distribution systems using superimposed components," *IEE Develop. in Power System Protection. Conf.*, No. 434, 1997, pp. 184-187.
- [16] Y. Aslan, S. Türe, "Location of faults in power distribution laterals using superimposed components and programmable logic controllers," *Electrical Power and Energy Systems*, No. 33, 2011, pp. 1003-1011.
- [17] C. L. Fortescue. "Method of symmetrical coordinates applied to the solution of polyphase networks". *Trans. of AIEE*, Vol. 37. 1918. pp. 1027-1140.
- [18] M. M. Saha, R. Das, P. Verho, D. Novosel, "Review of Fault Location Techniques for Distribution Systems," Presentado en la PS&CIF, Beijing, September 2002.
- [19] Comité Argentino de Usuarios del EMTP/ATP (CAUE), "Alternative transient program rulebook," 2002.
- [20] *IEEE Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines*, IEEE Std C37.114TM-2004, Jun. 2005.
- [21] C. A. Orozco, Metodología de integración para localización de fallas en sistemas de distribución de energía, considerando generación distribuida, Proyecto de grado en Ing. Eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia. 2012.
- [22] P. L. Buccheri, S. Mangione. "Analysis of Ground Fault Current Distribution Along Nonuniform Multi-Section Lines". *Electric Power Systems Res.*, No. 78, 2008, pp. 1610-1618.
- [23] P. M. Anderson, *Analysis of faulted Power Systems*, IEEE Press Power Systems Engineering Series, 1995. pp. 71-145.
- [24] *IEEE Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems*, IEEE Std 551TM-2006, Oct. 2006.