

# Método de localización de fallas considerando el efecto de la carga, para sistemas de distribución de energía con Generación Distribuida

## Fault Location Method Considering the Load Effect for Power Distribution Systems With Distributed Generation

Laura Melissa Roman<sup>a\*</sup>, Juan Mora-Florez<sup>a</sup>, Sandra Pérez-Londoño<sup>a</sup>

Recibido: septiembre 08 de 2014  
Recibido con revisión: mayo 19 de 2015  
Aceptado: mayo 28 de 2015

<sup>a\*</sup>Universidad Tecnológica de Pereira  
Campus La Julita,  
Pereira, Colombia  
Tel.:+57 6 3137300  
lmroman@utp.edu.co  
jjmora@utp.edu.co  
saperez@utp.edu.co

### RESUMEN

En este artículo se presenta una metodología para localización de fallas en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida que se fundamenta en el concepto del equivalente de Thevenin. Se plantea la localización al punto de falla, utilizando componentes de fase. Como aporte del método, éste considera el modelo estático de carga que permite mejorar el desempeño. La propuesta se validó en el circuito IEEE 34 nodos en el que se simularon fallas monofásicas con resultados de error inferiores a 1,597%.

### PALABRAS CLAVE

Generación Distribuida; localización de fallas; modelo de carga estático; sistemas de distribución de energía.

### ABSTRACT

This paper shows a methodology for fault location in power distribution systems with penetration of distributed generation, based on the concept of the Thevenin equivalent. Fault location is proposed using phase components. As the main new proposal of the presented paper, it considers the static load model at the core definition to improve the performance. The proposed approach was validated on the IEEE 34-node power system, considering single-phase faults having obtained errors lower than 1,597%.

### KEYWORDS

Distributed Generation; fault location; static type load model; power distribution system.

Energética 45, junio (2015), pp. 117-122

ISSN 0120-9833 (impreso)  
ISSN 2357 - 612X (en línea)  
www.revistas.unal.edu.co/energetica  
© Derechos Patrimoniales  
Universidad Nacional de Colombia



### 1. INTRODUCCIÓN

Debido al aumento de la población, a la necesidad de ampliar el cubrimiento del sistema de distribución local y a factores como el crecimiento económico y la industrialización, se origina un incremento considerable en la demanda de la energía eléctrica. De otra parte, el aprovechamiento de los recursos disponibles, ha originado que se considere la inserción de nuevas fuentes de generación, que se conocen como generación distribuida, las cuales estarán reglamentadas por la ley 1715 de 2014.

La inclusión de generadores distribuidos en el sistema eléctrico de distribución implica cambios como la radialidad del sistema en algunas zonas y en los métodos de localización de fallas [C37.114, 2004]. Este artículo está enfocado en el estudio de localización de fallas con presencia de generación distribuida.

En [Nunes & Bretas, 2010] se presenta un método basado en la estimación de la impedancia de falla para localización de fallas en sistemas con GD. Este método aunque parece tener buenos resultados, considera la carga conectada en Y, lo 2 o es una buena aproximación para la mayoría de cargas de distribución en Colombia, que normalmente están conectadas con un transformador de conexión Dy5 o Dy7.

En [Orozco Henao, et al., 2012] se propone un método que está orientado a la estimación de la corriente de falla por medio de las medidas de tensión y de corriente de falla registradas en la subestación y en GD. Se aprovecha que se conoce el estado del sistema en falla y a partir de las medidas registradas en la subestación y en la GD, se pueden conocer las corrientes y tensiones nodales en el radial que une la subestación con GD. Sin embargo, el método solo considera las cargas como impedancia constante.

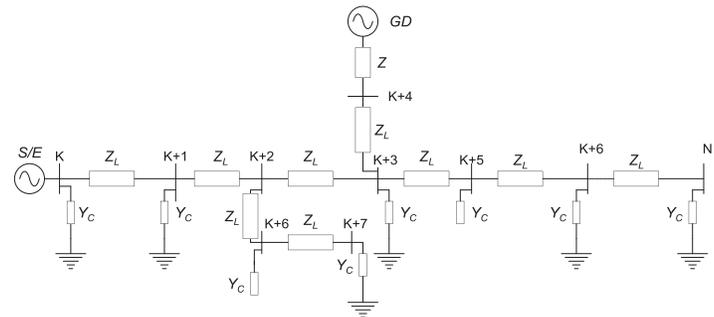
En este artículo se presenta un método de localización de fallas, considerando el modelo estático de cargas, que permite representar adecuadamente las cargas de impedancia, corriente y potencia constante, o arreglos mixtos con estas componentes.

El artículo se desarrolla de la siguiente manera: en la sección dos se presenta la metodología propuesta de localización de fallas en sistemas eléctricos de distribución con GD. En la sección tres se presenta las pruebas realizadas y los resultados obtenidos y finalmente en la sección 4 se presentan las conclusiones más importantes de la investigación

### 2. METODOLOGÍA DE LOCALIZACIÓN

Para la definición del método de localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica, se utiliza

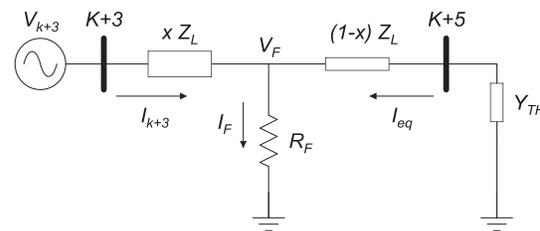
el circuito que se presenta en el diagrama unifilar simplificado de la figura 1.



**Figura 1:** Diagrama unifilar simplificado con presencia de generación distribuida.

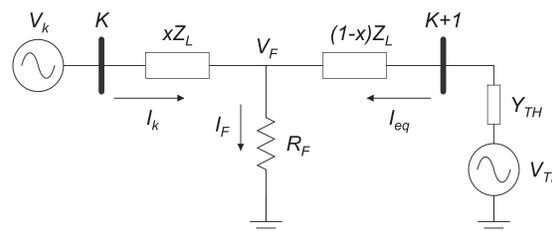
**Fuente.** Elaboración propia.

El método de localización de fallas se fundamenta en el concepto del equivalente de Thevenin [Valencia, 2013]. En el caso de una falla en la zona radial, esto es desde el nodo k+3 hasta el nodo N, el sistema bajo falla está representado por una admitancia equivalente ( $Y_{th}$ ), como se presenta en la figura 2. Si la falla se encuentra entre la subestación (S/E) y el generador distribuido (GD) o en la zona no radial, es necesario hallar un  $V_{th}$  y un  $Y_{th}$  en el nodo de recibo, como se ilustra en la figura 3.



**Figura 2:** Equivalente de Thévenin para fallas aguas abajo del generador distribuido.

**Fuente.** Elaboración propia



**Figura 3.** Equivalente de Thévenin para fallas aguas arriba del generador distribuido.

**Fuente.** Elaboración propia.

Donde de las figuras 2 y 3:

$V_f$  es la tensión en el nodo en falla

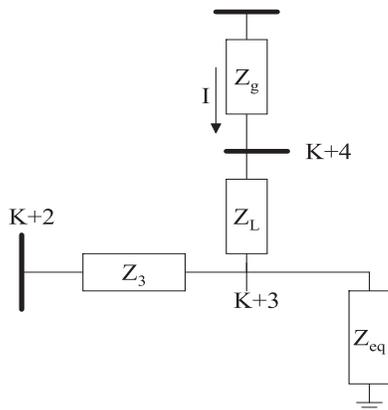
- $R_f$  es la resistencia de falla
- $I_f$  es la corriente de falla
- $x$  es la distancia a la falla
- $V_{th}$  es la tensión equivalente de Thévenin
- $Y_{th}$  es la admitancia equivalente de Thévenin
- $I_k$  es la corriente de falla en el nodo  $k$ .
- $Z_L$  es la impedancia de línea.

## 2.1. Procedimiento para determinar la distancia al punto de falla

### 2.1.1. Fallas para zonas radiales del circuito.

Las zonas radiales del circuito no involucran el cálculo del voltaje de Thevenin, por lo tanto la reducción del circuito en el nodo de recibo requiere únicamente de la impedancia de Thevenin.

Para calcular la impedancia equivalente de Thevenin, se acumula las impedancias de las líneas y las admitancias de las cargas en el nodo siguiente al que se encuentra conectado el DG, como se muestra en la figura 4.



**Figura 4:** Circuito equivalente cálculo admitancia equivalente de Thevenin.

**Fuente.** Elaboración propia.

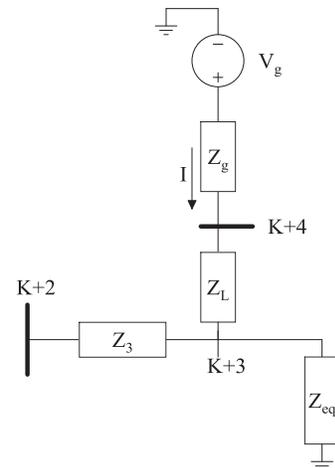
La impedancia de Thevenin se calcula a partir de la ecuación 1.

$$Z_{th} = [Z_{eq} // (Z_g + Z_L) + Z_3] \quad (1)$$

Donde  $Z_g$  es la impedancia del generador distribuido

### 2.1.2. Fallas para zonas no radiales del circuito.

Para las zonas no radiales es necesario incluir el efecto del generador distribuido en el equivalente de Thevenin. Lo anterior se realiza con base en la figura 5.



**Figura 5:** Circuito equivalente cálculo tensión de Thevenin.

**Fuente.** Elaboración propia.

Donde:

- $Z_{eq}$  es la impedancia equivalente,
- $Z_g$  es la impedancia interna del generador distribuido,
- $V_g$  es la tensión del generador distribuido,
- $I$  es la corriente del generador distribuido.

Inicialmente se debe calcular la tensión del generador distribuido como se presenta en la ecuación (2); con esta tensión es posible calcular la corriente que está aportando el generador distribuido al sistema de distribución como se presenta en (3). Finalmente, el cálculo de la tensión de Thevenin se presenta en la ecuación (4).

$$V_g = V_{prefalla} + I_{prefalla} * Z_g \quad (2)$$

$$I = \frac{V_g}{Z_g + Z_L + Z_{eq}} \quad (3)$$

$$V_{th} = I * Z_{eg} \quad (4)$$

Para determinar la corriente del equivalente  $I_{K+1}$  y la distancia a la falla  $x$  se tiene el siguiente algoritmo:

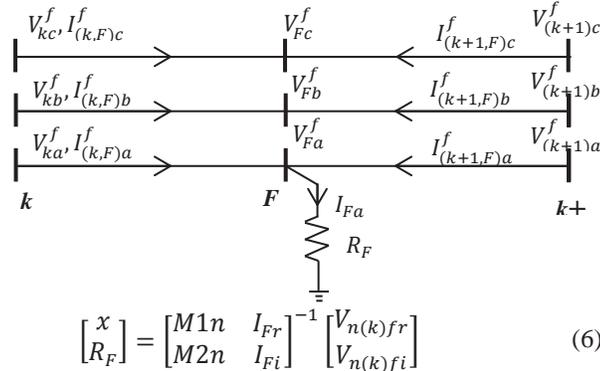
- i. Se asume un valor inicial para la corriente del equivalente  $I_{K+1} = I_{pDG}$ , donde  $I_{pDG}$  es la corriente de prefalla medida en el DG.
- ii. Se calcula la corriente por la falla mediante la ecuación (5).

$$I_f = I_{Fk} + I_{eq} \quad (5)$$

- iii. Se determina la distancia a la falla.

Para el caso de una falla monofásica comprendida entre el nodo  $k$  y  $k + 1$ , como la que se presenta en la figura 6, y aplicando la primera y segunda ley de Kirchhoff

se obtiene la distancia a la falla como se presenta en la ecuación (6).



**Figura 6:** Modelo simplificado falla monofásica.  
**Fuente.** Elaboración propia.

Donde:

$M1n$  y  $M2n$  son respectivamente (7) y (8).

$$M1n = \sum_{W=a,b,c} (Znw_r \times I_{w(k)fr} - Znw_i \times I_{w(k)fi}) \quad (7)$$

$$M2n = \sum_{W=a,b,c} (Znw_r \times I_{w(k)fi} + Znw \times I_{(M-N)i} \times I_{w(k)fr}) \quad (8)$$

Donde:

$n$ : Fase en falla.

$Znw$ : Impedancia de la línea comprendida entre los nodos  $k$  y  $k+1$ .

$I_{w(k)f}$ : Con  $w$  variando entre  $a, b$  y  $c$ , esta variable es la corriente de falla de cada una de las fases vistas en el nodo  $k$  (de envío).

$I_{Fr}$  e  $I_{Fi}$ : Componentes real e imaginaria respectivamente de la corriente que circula por el elemento que establece el camino eléctrico entre la fase involucrada y tierra.  $I_f = I_{fk} + I_{k+1}$

$V_{n(k)f}$ : Tensión de falla en la fase  $n$ , visto en el nodo  $k$  de la sección de línea analizada.

### 2.2. Modelo estático de carga ZIP

El modelo estático de carga puede ser expresado matemáticamente como se presenta en la ecuación (9) [Srinivasan & St-Jacques, 1989].

$$Y_r = \left( Gr \left| \frac{V_{fr}}{V_{rn}} \right|^{np-2} + jBr \left| \frac{V_{fr}}{V_{rn}} \right|^{nq-2} \right) \quad (9)$$

Donde:

$Y_r$  es la admitancia de carga,

$G_r$  Constante proporcional de la conductancia de carga,

$B_r$  Constante proporcional de la susceptancia de carga,

$V_{fr}$  Voltaje de falla en el nodo de recibo,

$V_{rn}$  Voltaje nominal en el nodo de recibo,

Las variables  $n_p$  y  $n_q$  representan los valores conocidos para tres tipos de cargas diferentes, así:

$n_p = n_q = 0$	Potencia constante
$n_p = n_q = 1$	Corriente constante
$n_p = n_q = 2$	Impedancia constante

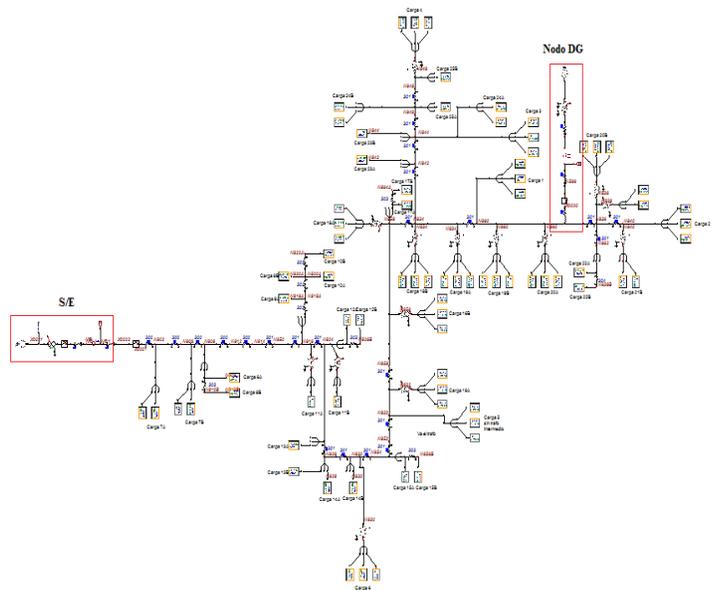
Si existe una falla en el sistema de distribución, se debe de verificar el comportamiento de la carga en el momento que ésta existió y ese es el aporte del modelo que se utiliza para la representación de la carga, en el método de localización propuesto.

## 3. RESULTADOS

### 3.1. Descripción del sistema de prueba

La validación de la metodología propuesta se realizó a través del circuito IEEE de 34 nodos de 24,9kV. Este sistema presenta diferentes tipos de cargas como de impedancia constante, corriente constante y potencia constante y en el nodo 840 se encuentra el generador distribuido.

El diagrama esquemático del sistema sobre el cual se realizaron las simulaciones, representado en ATP [Scott & Tsu, 1995], se muestra en la figura 7.



**Figura 7:** Sistema de prueba IEEE 34 nodos. Simulado en el software ATPDraw

**Fuente.** Elaboración propia.

Se simularon fallas monofásicas, por ser las de mayor ocurrencia en los sistemas de distribución, en diferentes nodos del sistema, para validar el método, considerando resistencia de fallas entre 0-15Ω.

### 3.2. Análisis de resultados

El desempeño del método se mide a través del indicador de error definido en la ecuación (10).

$$Error[\%] = \frac{D_{Real} - D_{Calculada}}{L_{Total}} \times 100 \quad (10)$$

Donde:

$D_{Real}$ : Es la distancia real al punto de falla.

$D_{Calculada}$ : Distancia calculada.

$L_{Total}$ : Distancia total del radial sobre el cual se realizó la simulación.

En la tabla 1 se presenta el desempeño de la metodología, para resistencia de falla de 0,005[Ω]. Se puede evidenciar que el error mejora cuando se utiliza el modelo de carga ZIP propuesto.

Rf=0,005[Ω]	Nodo	Error con modelo ZIP [%]	Error con modelo Zcte [%]
	834	0,062	0,115
	858	0,102	0,156
	832	0,132	0,187
	852	0,132	0,187
	854	0,327	0,381
	830	0,328	0,383
	828	0,413	0,466
	824	0,416	0,470
	816	0,455	0,508
	850	0,462	0,515
	814	0,462	0,515
	812	0,469	0,518
	808	0,461	0,506
806	0,448	0,484	
802	0,460	0,497	

**Tabla 1:** Errores en localización ante Rf de 0,005 [Ω].

**Fuente.** Elaboración propia

En la tabla 2 se presenta los errores obtenidos para una resistencia de falla de 10Ω. Para este caso se presentó un error máximo de 1,322%, mejorando en todos los casos.

Rf=10 [Ω]	Nodo	Error con modelo ZIP [%]	Error con modelo Zcte [%]
	834	0,882	1,382
	858	0,929	1,429
	832	0,955	1,460
	852	0,955	1,460
	854	1,174	1,679
	830	1,176	1,680
	828	1,279	1,789
	824	1,284	1,794
	816	1,318	1,818
	850	1,322	1,821
	814	1,322	1,821
	812	1,292	1,775
	808	1,244	1,705
806	1,211	1,664	
802	1,213	1,362	

**Tabla 2:** Errores en localización ante  $R_f$  de 10 [Ω].

**Fuente.** Elaboración propia.

Los resultados obtenidos para una resistencia de falla de 15 Ω, permiten afirmar que el método tiene un buen comportamiento. En la tabla 3 se presenta la comparación entre el método de localización con el modelo estático de carga y con el modelo tradicional de Z constante (Zcte).

Rf=15[Ω]	Nodo	Error con modelo ZIP [%]	Error con modelo Zcte [%]
	834	1,152	1,382
	858	1,201	1,429
	832	1,233	1,460
	852	1,233	1,460
	854	1,450	1,679
	830	1,452	1,680
	828	1,558	1,789
	824	1,563	1,794
	816	1,594	1,818
	850	1,596	1,821
	814	1,597	1,821
	812	1,562	1,775
	808	1,498	1,705
	806	1,460	1,664
	802	1,362	1,392

**Tabla 3:** Errores en localización ante  $R_f$  de 15 [Ω].

**Fuente.** Elaboración propia.

Finalmente, como se aprecia en todos los casos, el error disminuye para el sistema de prueba seleccionado y en caso de fallas monofásicas. En estas circunstancias, se puede afirmar que la inclusión de un modelo sencillo que mejor represente la carga, es adecuado para conservar los márgenes de error dentro de límites aceptables. Una dificultad especial de este método, está asociada con el requerimiento de información del tipo de carga que se tiene en el sistema real, lo cual no siempre está disponible para todas las cargas.

#### 4. CONCLUSIONES

En este artículo se presentó un método de localización de fallas en sistemas eléctricos de distribución con presencia de generación distribuida, donde se requiere las medidas de tensión y corriente tanto en la subestación como en el generador distribuido para encontrar la distancia a la falla.

Para mejorar el desempeño del método de localización se consideró el modelo estático de carga ZIP. A partir de la investigación realizada y tal como se muestra en este artículo, se puede evidenciar que los resultados obtenidos mejoran al utilizar el modelo propuesto, con respecto a los que se obtienen cuando se utiliza el modelo de impedancia constante.

Finalmente, este tipo de aproximaciones permiten mejorar los métodos de localización de fallas y así mejorar los índices de continuidad de suministro de los operadores de red.

#### AGRADECIMIENTOS

Este trabajo se realizó en el Grupo de Investigación en Calidad de Energía Eléctrica y Estabilidad (ICE3) financiado por la Universidad Tecnológica de Pereira (UTP) y por medio del proyecto de investigación "Desarrollo de localizadores robustos de fallas paralelas de baja impedancia para sistemas de distribución de energía eléctrica -LOFADIS2012-", contrato 0977-2012, financiado por Colciencias.

#### REFERENCIAS

- C37.114-2004 - IEEE Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines. IEEE, 2004, pp:3-9.
- Nunes, J.U.N.; Bretas, A.S. "An extended fault location formulation for unbalanced distribution feeders with distributed generation" 2010 Proceedings of the International Symposium on Modern Electric Power Systems (MEPS), 2010, pp: 1 – 6
- Orozco Henao C., Mora Flórez J., Pérez Londoño S. "A robust method for single phase fault

location considering distributed generation and current compensation", IEEE Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA) 2012.

Scott-Meyer W., Tsu-Huei L. "EMTP theory book". 1995. Pp:67-101.

Srinivasan, K. and St-Jacques, A., "A New Fault Location Algorithm for Radial Transmission Line with Loads", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 3, July 1989. pp. 1676- 1682

Valencia J, "Desarrollo de un método basado en el modelo del sistema (MBM), para localizar fallas en sistemas de distribución de energía con generación distribuida". Tesis, Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia 2013.