

Método de localización de fallas considerando el efecto de la carga, para sistemas de distribución de energía con generación distribuida

Laura Melissa Román Murcia

**Universidad Tecnológica de Pereira
Facultad de ingenierías: Electrónica, Física y Ciencias de la Computación
Programa de Ingeniería Eléctrica
Pereira
2014**



Método de localización de fallas considerando el efecto de la carga, para sistemas de distribución de energía con generación distribuida

Laura Melissa Román Murcia

Tesis presentada como requisito para optar el título en Ingeniería Eléctrica

Director: Ph.D. Juan José Mora Flórez

**Universidad Tecnológica de Pereira
Facultad de ingenierías: Electrónica, Física y Ciencias de la Computación
Programa de Ingeniería Eléctrica
Pereira
2014**



Nota de aceptación:

*Ingeniero electricista
Ph.D. Juan José Mora Flórez
Director*

Jurado

Dedicatoria

A mi madre Marleny Murcia, quien con su grandiosa labor de madre y padre hizo parte de este logro en mi vida y quien siempre me ha brindado su amor y apoyo incondicional.

A mi padre que a pesar de su ausencia siempre me cuida y me guía por el mejor a camino.

A mi hermano Juan Manuel Román, por ser mi amigo y por estar conmigo cuando más lo necesito

A mi sobrina Valery Román, quien es mi mayor felicidad y mi motivación para seguir luchando por mis metas

Agradecimientos

Al ingeniero Ph.D. Juan José Mora Flórez, por su confianza, colaboración y apoyo en este proceso.

A mis compañeros de pregrado y del grupo de investigación quienes fueron de gran ayuda en los momentos que mas lo necesite y las demás personas que de una u otra manera aportaron en el desarrollo de esta tesis.

Y al jurado por disponer de su tiempo para la evaluación de esta tesis.

Tabla de Contenido

1. Introducción	10
1.1. Definición del problema	10
1.2. Objetivos	11
1.2.1. Objetivo general	11
1.2.2. Objetivos específicos	11
1.3. Propuesta de solución	11
1.4. Aportes del proyecto	12
1.4.1. Ponencia en congreso nacional	12
1.5. Contenido del documento	12
2. Aspectos teóricos	14
2.1. Introducción	14
2.2. Métodos de localización de fallas en sistemas de distribución basados en el modelo eléctrico con generación distribuida.	14
2.2.1. Método propuesto por Penkovet.al	14
2.2.2. Método propuesto por Bretas et al.	16
2.3. Modelo de carga	19
2.3.1. Método Serna et al	20
2.3.2. Método Srinivasson et al	20
3. Metodología propuesta	22
3.1. Algoritmo iterativo propuesto	25
3.2. Sistema equivalente de Thevenin	28
3.2.1. Actualización de tensiones y corrientes	31
3.3. Modelo estático de carga ZIP	32
3.3.1. Refinamiento de la carga	33
3.4. Seudocódigo	33
4. Metodología propuesta	35
4.1. Sistemas de prueba	35
4.1.1. Sistema IEEE 34 nodos	35
4.1.2. Circuito red rural de 34,5 kV	36
4.1.3. Circuito red rural 44 kV	37

4.2.	Consideraciones previas	37
4.2.1.	Medida de desempeño.....	37
4.2.2.	Escenarios de prueba.....	38
4.3.	Pruebas realizadas en el circuito IEEE de 34 nodos.....	38
4.3.1.	Resultados obtenidos ante condición nominal	38
4.3.2.	Resultados obtenidos ante diferentes tipos de carga.....	40
4.4.	Pruebas realizadas en el circuito red rural 34,5 kV	42
4.5.	Pruebas realizadas en el circuito red rural 44 kV	45
5.	Conclusiones y trabajos futuros.....	48
5.1.	Conclusiones	48
5.2.	Trabajos futuros.....	48
6.	Bibliografía	49

Tabla de figuras

Figura 2.1. Sistema de distribución con generación distribuida, representado por la red de secuencia positiva.....	14
Figura 2.2.Sistema de distribución con generación distribuida	16
Figura 2.3.Circuitos equivalentes de un sistema de distribución bajo falla con presencia de generación distribuida	17
Figura 2.4.Modelo del generador distribuido.....	19
Figura 3.1. Falla monofásica en la fase a	22
Figura 3.2. Falla bifásica a tierra entre las fases a y b	23
Figura 3.3. Falla bifásica fase a y b.....	24
Figura 3.4. Falla trifásica	25
Figura 3.5. Sistema de distribución con presencia de generación distribuida	26
Figura 3.6.Circuitos equivalentes de Thévenin para el sistema de la figura 3.5.....	26
Figura 3.7. Sistema de distribución con presencia de generación distribuida y bajo falla ..	29
Figura 3.8. Sistema equivalente de Thévenin	29
Figura 3.9. Circuito equivalente cálculo admitancia equivalente de Thevenin	30
Figura 3.10. Circuito equivalente cálculo tensión de Thevenin.....	31
Figura 4.1.Sistema IEEE 34 nodos con models en ATPDraw	36
Figura 4.2.Red rural 34.5 kV con generación distribuida.....	37
Figura 4.3.Red rural 44 kV	37
Figura 4.4. Errores en la localización para diferentes tipos de falla	39
Figura 4.5. Errores en la localización para diferentes tipos de falla	40
Figura 4.6. Comparación curvas de desempeño para falla monofásica en el circuito IEEE de 34 nodos	40
Figura 4.7. Comparación curvas de desempeño para falla bifásica en el circuito IEEE de 34 nodos	41
Figura 4.8. Comparación curvas de desempeño para falla trifásica en el circuito IEEE de 34 nodos	42
Figura 4.9. Comparación curvas de desempeño para falla monofásica en el circuito red rural 34.5 kV	42
Figura 4.10. Comparación curvas de desempeño para falla bifásica en el circuito red rural 34.5 kV	43
Figura 4.11. Comparación curvas de desempeño para falla trifásica en el circuito red rural 34.5 kV.....	44
Figura 4.12. Desempeño para un nivel de inserción del 10% del DG	45
Figura 4.13. Comparación curvas de desempeño para falla monofásica en el circuito red rural 44 kV	45

Figura 4.14. Comparación curvas de desempeño para falla bifásica en el circuito red rural 44 kV.....	46
Figura 4.15. Comparación curvas de desempeño para falla trifásica en el circuito red rural 44 kV.....	47
Figura 4.16. Error para diferentes tipos de falla para un nivel de inserción del DG del 10%	47

1. Introducción

1.1. Definición del problema

El consumo de energía eléctrica en los últimos años ha tenido un aumento significativo ya que ésta es fundamental para el desarrollo económico y social de una región. La calidad de la energía eléctrica se ha convertido en un tema de amplia investigación debido al interés que poseen los operadores de red en esta temática. Los sistemas de distribución se encuentran expuestos a diferentes tipos de eventos tales como: cortocircuitos, descargas atmosféricas, sobrecargas entre otras, que alteran el suministro de energía de forma momentánea o permanente.

En consecuencia, se deben buscar alternativas para evitar el deterioro de la calidad y restablecer adecuadamente el servicio en un tiempo corto. Como se considera que los sistemas de distribución son una parte importante del sistema eléctrico de potencia y que éstos están directamente relacionados con el usuario final, se requiere mantener altos niveles en la calidad de la energía. Ésta es una de las motivaciones por las cuales, la actividad investigativa en temas asociados con calidad ha experimentado un fuerte avance

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 [IEEE04]. Esta tesis está enfocada en el estudio de localización de fallas con presencia de generación distribuida.

Dentro de las aproximaciones referenciadas en el área, en [NUNE10-a] 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 cual no 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.

De otra parte, en [OROZ12] 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 DG. Se aprovecha que se conoce el estado del sistema en falla y a partir de las medidas registradas en la subestación y en el DG, se pueden conocer las corrientes y tensiones nodales en el radial que une la subestación con DG. Sin embargo, el método solo considera las cargas con modelo de impedancia constante.

Por lo anterior, se hace necesario el perfeccionamiento de un método basado en el análisis circuital del sistema de distribución con GD, propuesto por el grupo de investigación y que se considere diferentes tipos de carga con modelos como potencia, corriente e impedancia constante.

Para validar el método propuesto, se realizan diferentes pruebas las cuales se realizan en el sistema IEEE de 34 nodos, en la red rural de 34.5 kV y red rural de 44 kV, para diferentes tipos de falla y con diferentes valores de resistencia de falla.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Desarrollo de un algoritmo de localización de fallas considerando el modelo de la carga, para sistemas de distribución de energía que considere generación distribuida.

1.2.2. Objetivos específicos

- Revisar las publicaciones técnicas relacionadas con el tema de localización de fallas, publicadas en los últimos años.
- Perfeccionar un método basado en el análisis de circuitos para localización de fallas en sistemas de distribución con generación distribuida, considerando el modelo de la carga.
- Realizar pruebas de la metodología propuesta en diferentes sistemas de distribución típicos.
- Reportar los resultados obtenidos en la investigación.

1.3. Propuesta de solución

Este proyecto, está orientado al desarrollo de una metodología de localización de fallas con generación distribuida y donde se considera un modelo estático de carga. Para cumplir con los objetivos formulados y dar solución al problema planteado, esta investigación se divide en tres etapas:

a. Etapa uno. Revisión y discusión de la bibliografía básica.

En esta primera etapa se examinó, se analizó y se discutieron las referencias bibliográficas y trabajos realizados por el grupo de investigación. Además, se establecieron las referencias que conciernen a algoritmos que estimen la localización de fallas en sistemas eléctricos de distribución, considerando la presencia de generación distribuida y un modelo de carga estático

b. Etapa dos. Desarrollo de una metodología

En esta etapa se perfeccionó un método de localización de fallas, donde se considera la presencia de generación distribuida, realizado en el grupo de investigación. Además se considera un modelo estático de carga

c. Etapa tres validación de la metodología propuesta

En esta etapa se codificó y validó la metodología propuesta a través del software de simulación MATLAB®. Además se utilizaron las herramientas disponibles en el grupo de investigación ICE3, los cuales permiten obtener los datos necesarios para la implementación de la metodología.

d. Pruebas y resultados

La validación de la metodología propuesta fue realizada en tres circuitos diferentes, los cuales tienen cargas de impedancia, corriente y potencia constante. Los resultados obtenidos de la validación se pueden visualizar en gráficas que permiten verificar el desempeño de la metodología.

1.4. Aportes del proyecto

Se mejoró un método de localización de fallas propuesto por el grupo de investigación ICE3, donde se considera un modelo estático de carga que permite mejorar el desempeño de la metodología propuesta.

Lo anterior es muy importante ya que se requiere que las metodologías propuestas representen adecuadamente la topología del circuito simulado.

1.4.1. Ponencia en congreso nacional

Artículo publicado: Laura Melissa Román, Juan Mora Flórez y Sandra Pérez Londoño. “*Método de localización de fallas considerando el efecto de la carga, para sistemas de distribución de energía con generación distribuida*”. Congreso de la Revista Energética. Universidad Nacional de Colombia - Sede Manizales.

1.5. Contenido del documento

Este documento está estructurado en cinco capítulos. El capítulo inicial corresponde a la introducción del proyecto, donde se definen los objetivos, la propuesta de solución, aportes del proyecto.

En el capítulo 2 se describen los aspectos teóricos y las referencias bibliográficas que fueron necesarios para el desarrollo del proyecto.

En el capítulo 3 se describe la metodología propuesta para dar solución al problema anteriormente planteado. La metodología se fundamenta en el concepto del equivalente de Thevenin y el modelo de carga estático.

En el capítulo 4 se presentaron los resultados obtenidos en las pruebas realizadas en esta investigación. Éstos fueron validados mediante el circuito IEEE de 34 nodos que es un circuito real que permite evaluar el desempeño de la metodología propuesta.

Finalmente en el capítulo 5, se presentan las conclusiones y recomendaciones obtenidas en el desarrollo del trabajo.

2. Aspectos teóricos

2.1. Introducción

En este capítulo se presentan los fundamentos teóricos necesarios que tienen relación con la problemática a resolver. En esta sección se presentan diferentes métodos de localización de fallas que han sido de estudio hasta el momento como los que se presentan en [PENK05], [BRET06], [BRAHM11], [NUNE10-b] y de los diferentes modelos de carga como el presentado en [SERN10], [AGUE06], [TAYL08] y [HERR13], entre otros.

2.2. Métodos de localización de fallas en sistemas de distribución basados en el modelo eléctrico con generación distribuida.

2.2.1. Método propuesto por Penkov et.al

Este trabajo propuesto por Penkov et.al [PENK05] fue uno de los primeros propuestos en localización de fallas con presencia de generación distribuida. Esta metodología se basa en la impedancia aparente de secuencia positiva y utiliza dos modelos de generación distribuida: un modelo ideal y un modelo de generador síncrono.

El método de localización de fallas evalúa el impacto del generador distribuido. Se considera un sistema de distribución representado por la red de secuencia positiva, como se muestra en la figura 2.1.

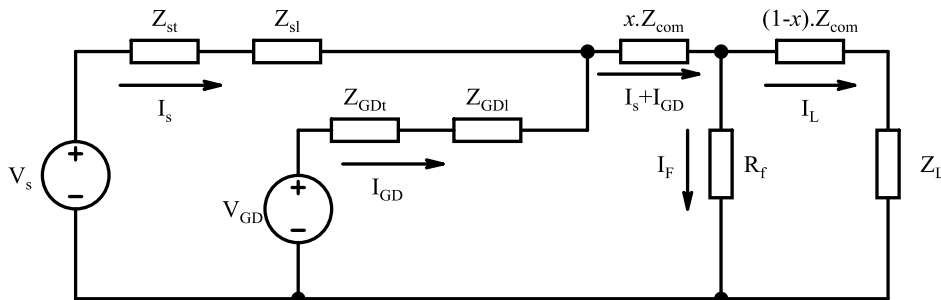


Figura 2.1. Sistema de distribución con generación distribuida, representado por la red de secuencia positiva

El modelo del generador distribuido para esta metodología es el modelo ideal. Para la demostración de esta metodología se presenta la notación a utilizar:

V_s Tensión de secuencia positiva en el terminal de la subestación

V_{DG} Tensión de secuencia positiva en el terminal del generador

I_s Corriente de secuencia positiva en el terminal de la subestación

I_{DG} Corriente de secuencia positiva en el terminal del generador

Z_{st} Impedancia de secuencia positiva de la subestación

Z_{DG_t} Impedancia de secuencia positiva del generador

Z_{com} Impedancia de secuencia positiva en común

I_f Corriente de falla

R_f Resistencia de falla

Z_l Impedancia de carga

x Distancia desde la subestación hasta el punto bajo falla

La tensión en el alimentador se obtiene a partir de la ecuación (2.1)

$$V_s = I_s * (Z_{s_t} + Z_{s_l}) + (I_s + I_{DG}) * Z_{com} * x + I_f * R_f \quad (2.1)$$

Considerando una falla trifásica en el alimentador y una resistencia de falla despreciable ($R_f = 0$), la tensión en el alimentador se escribe como se muestra en la ecuación (2.2).

$$V_s = I_s * (Z_{s_t} + Z_{s_l}) + (I_s + I_{DG}) * Z_{com} * x \quad (2.2)$$

Teniendo en cuenta la tensión en el punto de conexión del circuito de la subestación y del circuito del generador distribuido y asumiendo que $V_s = V_{DG}$, la corriente del generador se calcula como se muestra en la ecuación (2.3).

$$I_{DG} = I_s * \frac{(Z_{s_t} + Z_{s_l})}{Z_{DG_t} + Z_{DG_l}} \quad (2.3)$$

Sustituyendo la ecuación (2.3) en la ecuación (2.2), es posible calcular la impedancia de secuencia positiva vista desde la subestación en el instante que ocurrió la falla como se muestra en (2.4).

$$Z_f = \frac{V_s}{I_s} = (Z_{s_t} + Z_{s_l}) + \left(1 + \frac{Z_{s_t} + Z_{s_l}}{Z_{DG_t} + Z_{DG_l}}\right) * Z_{com} * x \quad (2.4)$$

Despejando x de la ecuación 2.4, se obtiene la distancia desde la subestación hasta el punto de falla, como se presenta en la ecuación (2.5).

$$x = \frac{Z_f - (Z_{s_t} + Z_{s_l})}{Z_{com} * \left(1 + \sum_{k=n}^{k=1} \frac{Z_{s_t} + Z_{s_l}}{Z_{DG_{tk}} + Z_{DG_{lk}}}\right)} \quad (2.5)$$

Donde n representa el número de generadores entre la subestación y el punto de falla

2.2.2. Método propuesto por Bretas et al.

El método descrito por Bretas et al en [BRET06], propone un método de localización de fallas en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida, donde se utiliza la impedancia aparente de secuencia positiva. El método propuesto por Bretas, realiza un análisis del sistema en prefalla, a fin de determinar las tensiones y corrientes en todas las barras. Posteriormente se calcula la corriente desde el generador distribuido hasta donde ocurrió la falla, con base únicamente en las medidas de la subestación y el generador distribuido.

Se considera el sistema de distribución con presencia de generación distribuida que se muestra en la figura 2.2.

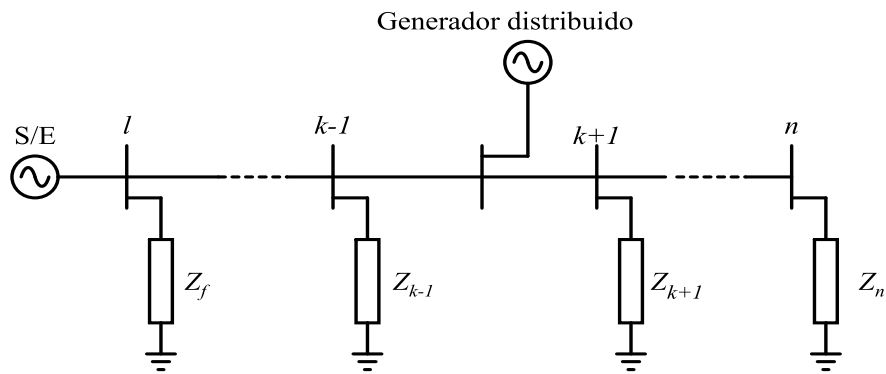
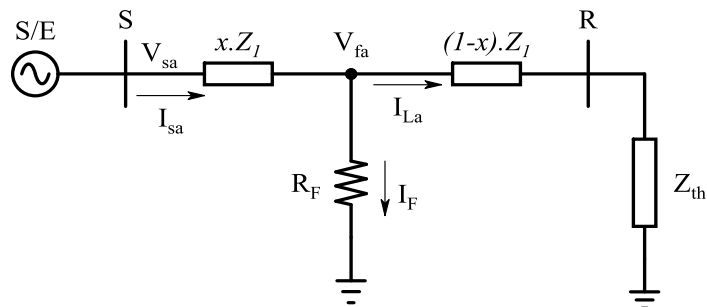
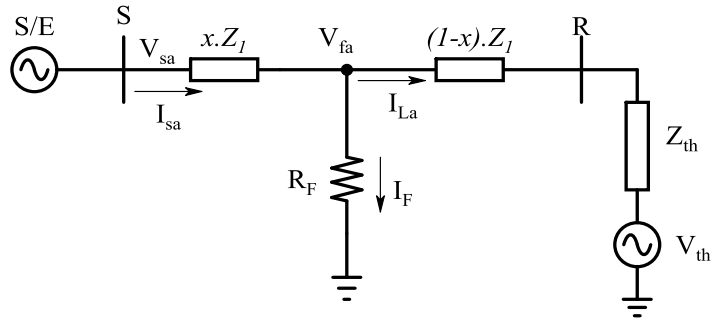


Figura 2.2. Sistema de distribución con generación distribuida

Se analiza que ésta puede estar sujeta a fallas aguas arriba o aguas abajo del DG. En el caso que ocurra una falla aguas abajo del generador distribuido esta va a estar representado por una carga equivalente Z_{th} , tal como se muestra en la figura 2.3(a). Sin embargo, si la falla se encuentra aguas arriba del generador distribuido, el sistema bajo falla será representado por una carga equivalente Z_{th} y una fuente V_{th} , como se presenta en la figura 2.3 (b).



(a) Sistema de distribución con falla aguas abajo del DG



(b) Sistema de distribución con falla aguas arriba del DG

Figura 2.3. Circuitos equivalentes de un sistema de distribución bajo falla con presencia de generación distribuida

Suponiendo una falla monofásica en la fase a, es posible calcular la tensión como se muestra en la ecuación (2.6).

$$V_{sfa} = x(Z_{Laa} * I_{sa}) + R_f * I_f \quad (2.6)$$

Donde,

V_{sa} es el voltaje en la fase a

I_{sa} es la corriente de la fase a

I_{La} es la corriente de carga en la fase a

Z_{Laa} es la impedancia de la línea en [km]

x es la distancia a la falla

A partir de la ecuación (2.7) es posible calcular la distancia a la falla

$$x = \frac{\Im(V_{sa} * I_f^*)}{\Im(Z_{La} * I_{sa} * I_f^*)} \quad (2.7)$$

Donde I_f^* es el conjugado complejo de la corriente de falla.

Se considera una corriente de carga igual a la corriente de prefalla medida en la subestación como se presenta en la ecuación (2.8).

$$I_{La} = I_{sa} \quad (2.8)$$

Se estima una corriente de falla que se obtiene por la diferencia entre la corriente de falla en el terminal s y la corriente de carga, como se presenta en (2.9).

$$I_f = I_{sfa} - I_{La} \quad (2.9)$$

Con las anteriores ecuaciones se utiliza el siguiente algoritmo para estimar la distancia la falla:

- I. Se asume I_{La} como la corriente de carga antes de que ocurra la falla, como se muestra en (2.7).
- II. Se calcula la corriente de falla utilizando la ecuación (2.8).
- III. Se estima una distancia a la falla con (2.6).
- IV. La tensión de falla es calculado como se muestra en la ecuación (2.10). Se considera toda la topología del circuito incluyendo el generador distribuido.

$$V_f = V_{sfa} - I_{sfa} * Z_{linea} * x \quad (2.10)$$

- V. Si la distancia estimada en el paso III está aguas abajo del generador distribuido como se muestra en la figura 2.8 (a), el circuito equivalente estaría representado por el paralelo de todas las cargas con las impedancias de las líneas. Posteriormente la corriente de carga se actualiza con la ecuación (2.11).

$$I_{La} = \frac{V_f}{Z_{th}} \quad (2.11)$$

Donde $Z_{th} = (1 - x) * Z_1 * Z_R$

Z_{th} es la impedancia equivalente de Thévenin.

Z_1 es la impedancia de secuencia positiva por unidad de longitud.

Z_R es la impedancia equivalente vista desde el nodo R.

- VI. Si la falla es estimada antes del generador distribuido, el circuito equivalente de Thévenin es como el que se muestra en la figura 2.8(b). En este nuevo caso la corriente de carga se obtiene a partir de la ecuación (2.12).

$$I_{La} = \frac{V_f - V_{th}}{Z_{th}} \quad (2.12)$$

VII. Con la corriente de carga actualizada se retorna al paso II.

VIII. Para lograr una mayor precisión en la metodología es necesario actualizar tensiones y corrientes. Se realiza el proceso iterativo hasta que se encuentre la sección bajo falla.

a. Modelo del generador distribuido

El modelo eléctrico del generador distribuido es un generador síncrono en el periodo subtransitorio como se muestra en la figura 2.4. Éste está compuesto por la reactancia subtransitoria de la máquina x_s'' , la resistencia de armadura R_a y la tensión interna E_g'' . La tensión interna se puede obtener usando las medidas de prefalla del sistema de distribución. Como el periodo de estudio es en estado subtransitorio, se asume que el voltaje interno del generador se mantiene constante durante la falla.

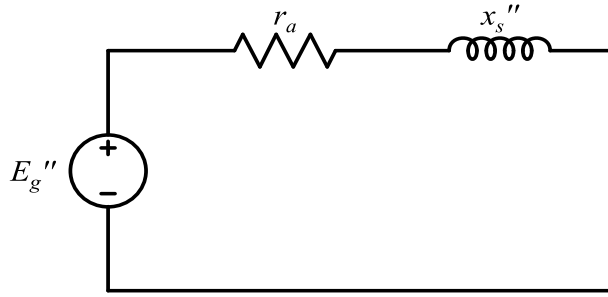


Figura 2.4.Modelo del generador distribuido

b. Cálculo de tensiones y corrientes en los nodos

Con el sistema bajo falla y asumiendo las cargas, impedancias de la línea, tensiones y corrientes medidas en la subestación. Las tensiones y corrientes antes de que ocurra la falla son calculadas como se muestra en las ecuaciones (2.13), (2.14) y (2.15).

$$V_{k+1} = V_k - Z_{linea} * I_k \quad (2.13)$$

$$I_{Lk} = V_k / Z_k \quad (2.14)$$

$$I_k = I_{k+1} - I_{Lk} \quad (2.15)$$

Donde V_k e I_k están relacionados con las tensiones y corrientes calculados en el nodo k y Z_k es la impedancia de carga del nodo k .

Con las medidas en la S/E de tensión corriente en estado de falla, es posible calcular estas medidas en los nodos siguientes hasta estimar la sección bajo falla. Si el DG se encuentra entre la S/E y el DG se debe de tener en cuenta el impacto del generador distribuido ante el sistema de distribución y es posible calcularlo a partir de las ecuaciones (2.16), (2.17) y (2.18).

$$V_{k+1} = V_{k-1} - Z_{linea} * I_k \quad (2.16)$$

$$I_{DG} = \frac{(V_k - E_g'')}{(x_s'' - R_a)} \quad (2.17)$$

$$I_{k+1} = I_k - I_{DG} \quad (2.18)$$

2.3. Modelo de carga

En las metodologías propuestas en localización de fallas, un aspecto muy importante es el correcto modelado de las cargas, ya que si existe un mal modelado las metodologías se pueden ver afectadas incorporando errores en estas.

2.3.1. Método Serna et al

Los modelos estáticos de carga generalmente pueden ser representados por una función polinomial dependiente de la tensión [AGUE06], [IEE93], [HERR13]. En general la carga es representada como se muestra en la ecuación 2.19

$$S = P_n \sum_{k=0}^{n_p} a_{pk} (V_{(x)p.u.})^{b_{pk}} + jQ_n \sum_{k=0}^{n_q} a_{qk} (V_{(x)p.u.})^{b_{qk}} \quad (2.19)$$

s.a

$$\sum_{k=0}^{n_p} a_{pk} = \sum_{k=0}^{n_q} a_{qk} = 1$$

Donde,

n subíndice que representa el valor nominal de la variable

a_p/a_q coeficiente de partición de potencia

n_p/n_q número de coeficientes de partición de potencia. Usualmente 3

b_p/b_q exponente de potencia característico

La potencia de la carga depende de la tensión aplicada (en la ecuación anterior la tensión aplicada está dada en p.u). La carga se puede expresar como se muestra en la ecuación 2.20.

$$S = G|V|^{n_p} - jB|V|^{n_q} = k_p G_n - jk_q B_n \quad (2.20)$$

En este caso n_p y n_q son valores reales. Si $n_p = 0$, la carga consume la misma potencia a pesar de las fluctuaciones en la magnitud de la tensión (potencia constante). Si $n_p = 1$, la carga consume la misma corriente a pesar de las fluctuaciones en la magnitud de la tensión (corriente constante). Si $n_p = 2$, la carga presenta la misma impedancia a pesar de las fluctuaciones en la magnitud de la tensión (impedancia constante).

2.3.2. Método Srinivasson et al

Varios modelos se han propuesto para la representación de las cargas en sistemas de transmisión como el propuesto en [SRIN89]. Conceptos similares son aplicados a sistemas de distribución. Un modelo matemático puede ser expresado como se muestra en las ecuaciones (2.19) y (2.20).

$$\frac{\partial P_r}{P_r} = n_p \frac{\partial V_r}{V_r} \quad (2.19)$$

$$\frac{\partial Q_r}{Q_r} = n_p \frac{\partial V_r}{V_r} \quad (2.20)$$

Donde,

P_r es la potencia activa de carga en el nodo R .

Q_r es la potencia reactiva de la carga en el nodo R .

V_r es la tensión en el nodo R .

n_p y n_q son las constantes de las componentes activa y reactiva de la carga respectivamente.

La potencia y la tensión operando alrededor de condiciones nominales, puede ser expresado como se muestra en (2.21).

$$P_r + jQ_r = K_p |V_r|^{n_p} + jK_q |V_r|^{n_q} \quad (2.21)$$

La potencia compleja también puede ser expresada como se presenta en (2.22).

$$P_r + jQ_r = V_r I_r^* = |V_r| \angle \theta_r I_r^* \quad (2.22)$$

Donde K_p y K_q son constantes reales.

Igualando las ecuaciones (2.21) y (2.22) se obtiene la ecuación (2.23).

$$|V_r| \angle \theta_r I_r^* = K_p |V_r|^{n_p} + jK_q |V_r|^{n_q} \quad (2.23)$$

Reescribiendo la ecuación (2.23) se obtiene la ecuación mostrada en (2.24).

$$I_r^* = (K_p |V_r|^{n_p-2} - jK_q |V_r|^{n_q-2}) \quad (2.24)$$

Conjugando a ambos lados y reorganizando la ecuación (2.24), es posible obtener (2.25).

$$\frac{I_r}{V_r} = (K_p |V_r|^{n_p-2} - jK_q |V_r|^{n_q-2}) \quad (2.25)$$

La ecuación (2.25), puede ser expresada como se muestra en la ecuación (2.26).

$$Y_r = (G_r |V_r|^{n_p-2} + jB_r |V_r|^{n_q-2}) \quad (2.26)$$

Si Y_r es medida con alguna tensión específica (Ejemplo, Tensión de prefalla), y n_p y n_q son conocidos, los valores de G_r y B_r pueden ser determinados. Los valores de G_r y B_r , luego se utilizan para determinar Y_r con la tensión de falla.

3. Metodología propuesta

En este capítulo se presentan los procedimientos necesarios para lograr los objetivos propuestos en el proyecto.

Se debe de tener en cuenta que para implementar la metodología propuesta se utilizó una herramienta conocida como ATPeXchange, desarrollada en el grupo de investigación ICE3, la cual permite extraer la información del sistema, además esta herramienta permite obtener los radiales equivalentes del sistema de distribución [BEDO10], [BEDO12].

Para la definición del método de localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica, que se fundamenta en el concepto del equivalente de Thevenin [VALE13], y el cual consiste en determinar la distancia a la falla medida desde la subestación hasta el punto en donde ésta ocurrió.

a. Falla monofásica

Se asume una falla monofásica en la fase a, en el segmento de línea S-R como se muestra en la figura 3.1.

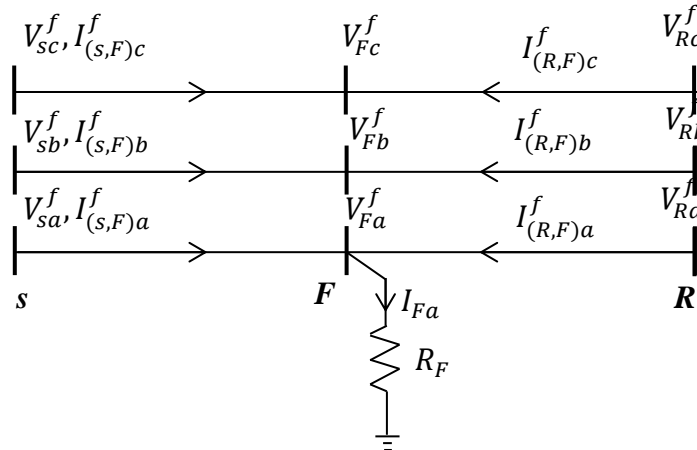


Figura 3.1. Falla monofásica en la fase a

A partir del análisis circuital realizado en la figura 3.1 se obtiene un sistema de ecuaciones (3.1), para obtener la distancia a la falla y el valor de resistencia de falla.

$$\begin{bmatrix} m \\ R_f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M1n & I_{Fr} \\ M2n & I_{Fi} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} V_{n(s)fr} \\ V_{n(s)fi} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Donde las componentes r e i , representan respectivamente las componentes real e imaginaria de la tensión y de la corriente, $M1n$ y $M2n$ representan las componentes real e imaginaria de los parámetros de la línea como se presentan en las ecuaciones (3.2) y (3.3) respectivamente.

$$M1n = \sum_{W=a,b,c} (Znw_r \times I_{w(s)fr} - Znw_i \times I_{w(s)fi}) \quad (3.2)$$

$$M2n = \sum_{W=a,b,c} (Znw_r \times I_{w(s)fi} + Znw_{(M-N)i} \times I_{w(s)fr}) \quad (3.3)$$

Znw es la impedancia de la línea entre los nodos s y R .

$I_{w(s)f}$ es la corriente de falla vista desde el nodo s con w variando entre las fases a, b, c .

I_{Fr} e I_{Fi} es la corriente que circula entre la fase involucrada y la tierra en su parte real e imaginaria.

$V_{n(s)f}$ es la tensión de falla, vista en el nodo s .

b. Falla bifásica a tierra

Se asume una falla bifásica a tierra entre los nodos s y R , modelada como se muestra en la figura 3.2. La expresión para el cálculo de la resistencia de falla (R_f) y la distancia a la falla (m) se presenta en la ecuación (3.4).

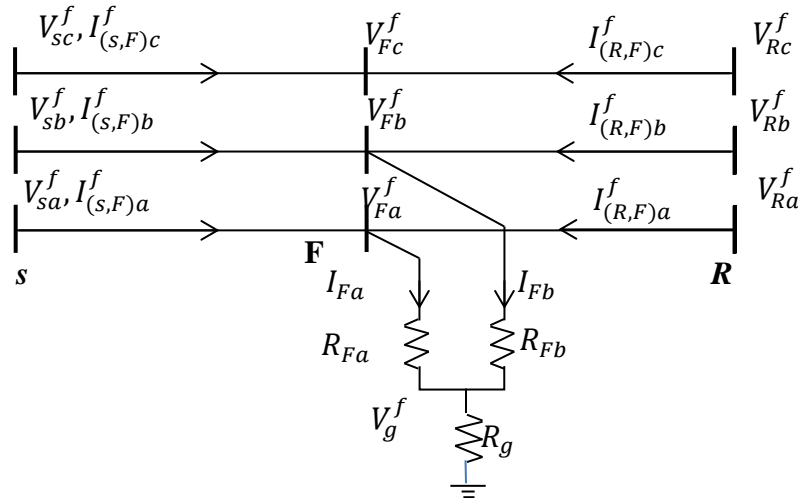


Figura 3.2. Falla bifásica a tierra entre las fases a y b

$$\begin{bmatrix} m \\ R_{af} \\ R_{bf} \\ R_{cf} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M1a & I_{Fa_r} & 0 & I_{Fa_r} + I_{Fb_r} \\ M2a & I_{Fa_i} & 0 & I_{Fa_i} + I_{Fb_i} \\ M1b & 0 & I_{Fb_r} & I_{Fa_r} + I_{Fb_r} \\ M2b & 0 & I_{Fb_i} & I_{Fa_i} + I_{Fb_i} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} V_{a(s)fr} \\ V_{a(s)fi} \\ V_{b(s)fr} \\ V_{b(s)fi} \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

Donde:

$M1a, M1b$ y $M2a, M2b$ se presentan en las ecuaciones (3.2) y (3.3).

Znw es la impedancia de la línea entre los nodos s y R .

I_{aF} e I_{bF} es la corriente que circula entre las fases a y b y la tierra en su parte real e imaginaria.

$V_{a(s)f}$ y $V_{b(s)f}$ es la tensión de falla de la fase a y b , vista en el nodo k .

c. Falla bifásica

Se asume una falla bifásica entre los nodos s y R , modelada como se muestra en la figura 3.3. Para este caso se tiene la ecuación (3.5).

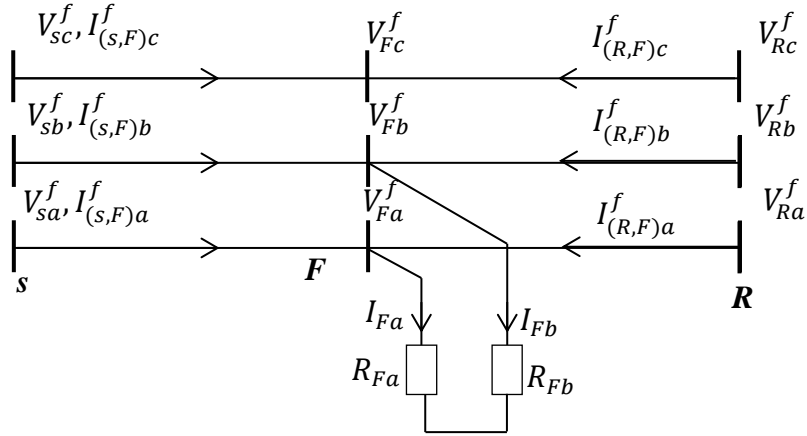


Figura 3.3. Falla bifásica fase a y b

$$\begin{bmatrix} m \\ R_f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M3ab & I_{Far} - I_{Fbr} \\ M4ab & I_{Fai} - I_{Fbi} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} V_{a(k)fr} - V_{b(s)fr} \\ V_{a(k)fi} - V_{b(s)fi} \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

Donde: $M3ab$ y $M4ab$ se presentan en las ecuaciones (3.6) y (3.7) respectivamente.

$$M3ab = \sum_{W=a,b,c} (Zaw_r - Zbw_r) \times I_{w(s)fr} - (Zaw_i - Zbw_i) \times I_{w(s)fi} \quad (3.6)$$

$$M4ab = \sum_{W=a,b,c} (Zaw_i - Zbw_i) \times I_{w(s)fr} - (Zaw_r - Zbw_r) \times I_{w(s)fi} \quad (3.7)$$

Se debe de tener en cuenta que las ecuaciones anteriores, de igual manera son válidas para las fases que se encuentran involucradas.

d. Falla trifásica

Se asume una falla trifásica entre los nodos s y R , modelada como se muestra en la figura 3.4. Para este caso se tiene la ecuación (3.8).

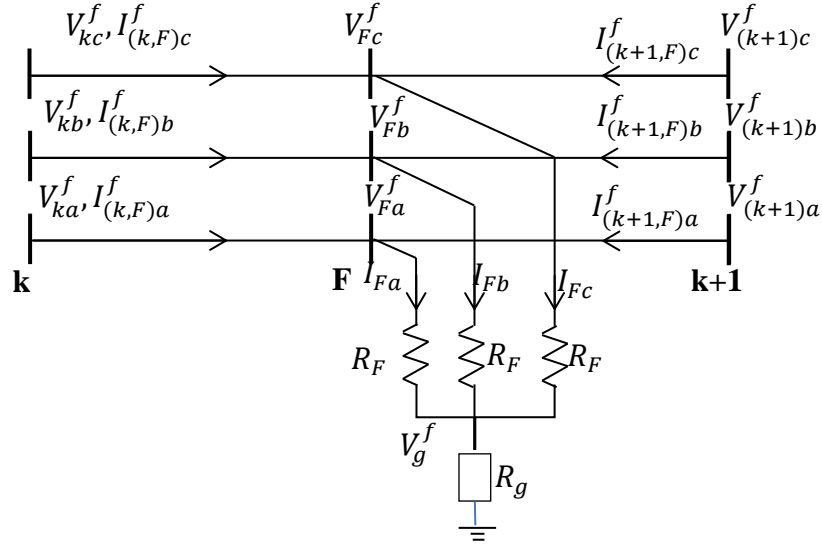


Figura 3.4. Falla trifásica

$$\begin{bmatrix} m \\ R_{af} \\ R_{bf} \\ R_{cf} \\ R_{abcf} \\ x_{abcf} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M1a & I_{Fa_r} & 0 & 0 & I_{3fr} & -I_{3fi} \\ M2a & I_{Fa_i} & 0 & 0 & I_{3fi} & I_{3fr} \\ M1b & 0 & I_{Fb_r} & 0 & I_{3fr} & -I_{3fi} \\ M2b & 0 & I_{Fb_i} & 0 & I_{3fi} & I_{3fr} \\ M1c & 0 & 0 & I_{Fc_r} & I_{3fr} & -I_{3fi} \\ M2c & 0 & 0 & I_{Fc_i} & I_{3fi} & I_{3fr_i} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} V_{a(s)fr} \\ V_{a(s)fi} \\ V_{b(s)fr} \\ V_{b(s)fr} \\ V_{c(s)fr} \\ V_{c(s)fi} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

3.1. Algoritmo iterativo propuesto

El método de localización de fallas se basa en un algoritmo iterativo semejante al propuesto en [VALE13]. La representación del sistema se hace por medio de componentes de fase como se presentará en esta sección. En la figura 3.5 se presenta un sistema de distribución simplificado con presencia de generación distribuida. Para fallas aguas arriba del generador distribuido el sistema es representado por un impedancia equivalente de Thévenin (Z_{th}) como se presenta en la figura 3.6(a), mientras que para fallas aguas abajo del generador distribuido el sistema es representado por una tensión equivalente (V_{th}) de Thevenin y la impedancia equivalente de Thévenin (Z_{th}), como se muestra en la figura 3.6(b).

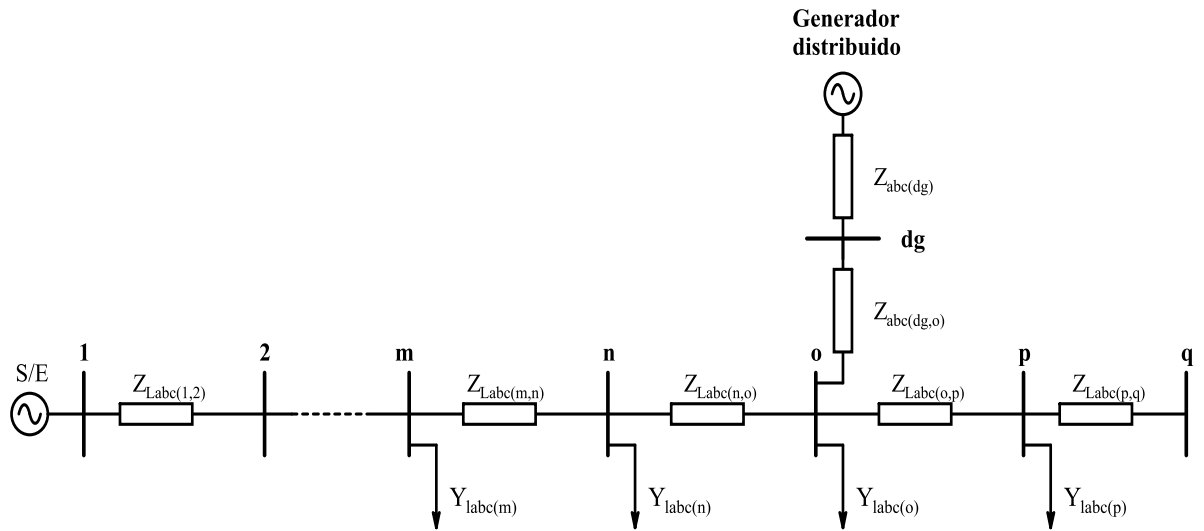
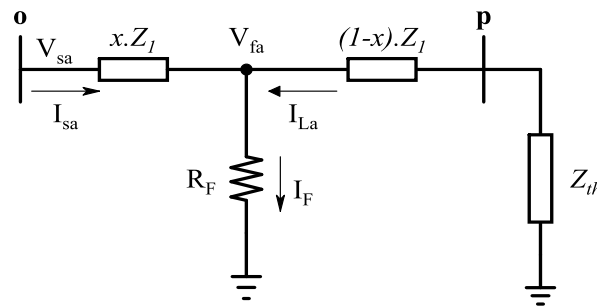
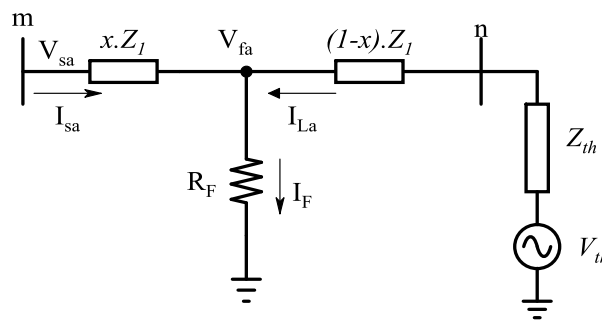


Figura 3.5. Sistema de distribución con presencia de generación distribuida



(a) Sistema de distribución con falla aguas debajo del DG



(b) Sistema de distribución con falla aguas arriba del DG

Figura 3.6. Circuitos equivalentes de Thévenin para el sistema de la figura 3.5

El algoritmo propuesto considera la posibilidad de la ocurrencia de una falla en la primera sección del sistema de distribución, como se presenta a continuación:

- I. Se asume una corriente de carga inicial igual a la corriente en estado de prefalla medida en el generador distribuido, como se muestra en (3.9).

$$I_{L(abc)} = I_{pDG(abc)} \quad (3.9)$$

- II. Se calcula la corriente de falla, mediante la ecuación (3.10).

$$I_f(abc) = I_{fs(abc)} + I_{L(abc)} \quad (3.10)$$

Donde $I_{fs(abc)}$ es la corriente de falla medida en la subestación e $I_{L(abc)}$ es la corriente de carga.

- III. Se estima la distancia a la falla(m) y la resistencia de falla(R_f) utilizando la ecuación correspondiente para cada tipo de falla.

- a. Falla monofásica (3.1)
- b. Falla bifásica a tierra (3.4)
- c. Falla bifásica (3.5)
- d. Falla trifásica (3.8)

- IV. Se calcula la tensión en el punto donde ocurrió la falla mediante la ecuación (3.11).

$$V_f(abc) = V_{fs(abc)} - m \cdot Z_{l(abc)} \cdot I_{fs(abc)} \quad (3.11)$$

Donde: $V_{fs(abc)}$ e $I_{fs(abc)}$ es la tensión y corriente de falla medida en la subestación y $Z_{l(abc)}$ es la impedancia de línea de la sección analizada.

- V. Teniendo la tensión de falla calculada anteriormente, es necesario determinar el circuito equivalente del sistema bajo falla. A partir de los datos del circuito equivalente y de las tensiones calculadas en el punto de falla es posible calcular la corriente de carga. En el caso que la distancia a la falla calculada en el paso 3 se encuentre entre la subestación y el generador distribuido, es necesario calcular la impedancia equivalente de Thevenin y la tensión equivalente de Thevenin. La corriente de carga se calcula como se presenta en la ecuación (3.12).

$$I_{L(abc)} = Y_{th(abc)} \cdot (V_f(abc) - V_{th(abc)}) \quad (3.12)$$

En el caso que la distancia estimada a la falla se encuentre aguas abajo del generador distribuido, entonces el circuito bajo falla es puramente pasivo, en este caso la corriente de carga se obtiene mediante la ecuación (3.13).

$$I_{L(abc)} = Y_{th(abc)} \cdot V_f(abc) \quad (3.13)$$

- VI. Se calculan las tensiones y corrientes de falla en los nodos siguientes de donde ocurrió la falla y se corrige el valor de cada una de las cargas mediante la ecuación (3.14).

$$Y_r = \left(G_r \left| \frac{V_{fr}}{V_{rn}} \right|^{n_p-2} + jB_r \left| \frac{V_{fr}}{V_{rn}} \right|^{n_q-2} \right) \quad (3.14)$$

- VII. Nuevamente se calcula el valor de la distancia a la falla para esto es necesario retornar al paso III y al paso IV y realizar una comparación entre los valores estimados de m , como se muestra en la ecuación (3.15).

$$|m_i - m_{i-1}| < \varepsilon \quad (3.16)$$

donde,

m_i indica el valor calculado de la distancia a la falla de la iteración actual.

m_{i-1} indica el valor estimado de la distancia a la falla de la iteración anterior.

ε es la tolerancia donde se define con un valor de $1 * 10^{-3}$

- VIII. Si m aún no converge, se retorna al paso II y se actualizan las tensiones y corrientes en el nodo de envío del siguiente tramo. Por lo contrario, si m se encuentra entre 0 y 1, la falla se encuentra en la sección analizada.

3.2. Sistema equivalente de Thevenin

En la técnica iterativa propuesta en la sección anterior, para la estimación de la corriente de falla depende de la diferencia entre la corriente en el nodo de envío de la sección bajo falla y la corriente de carga. Para estimar la corriente de carga es necesario aplicar el Teorema de Thevenin, el cual se cumple para circuitos lineales [STEV74].

Para la definición del método de localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica con presencia de generación distribuida, se utiliza el circuito que se presenta en el diagrama unifilar simplificado de la figura 3.7. Se supone que existe una falla entre la subestación y el generador distribuido.

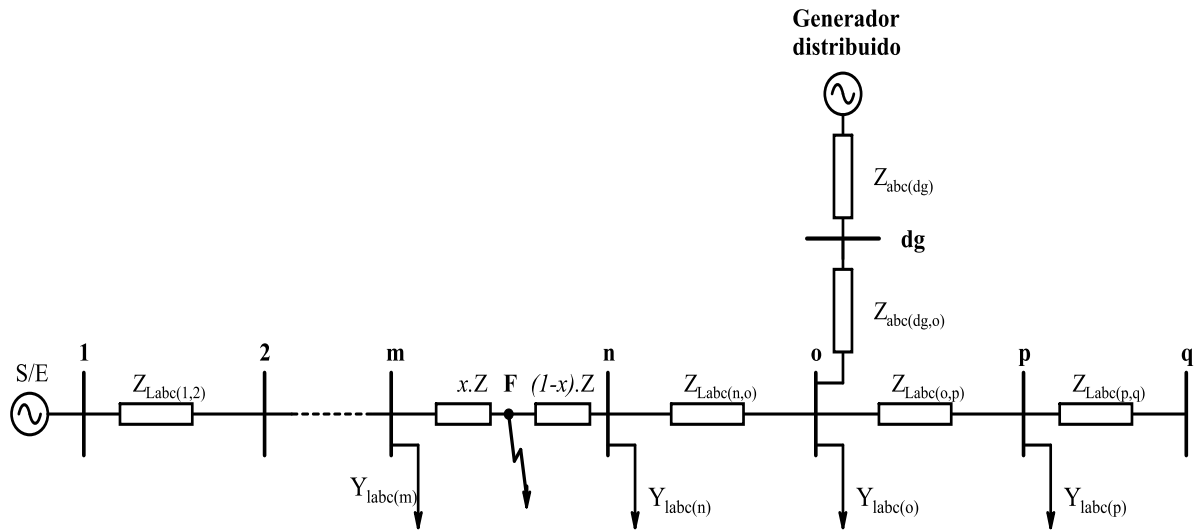
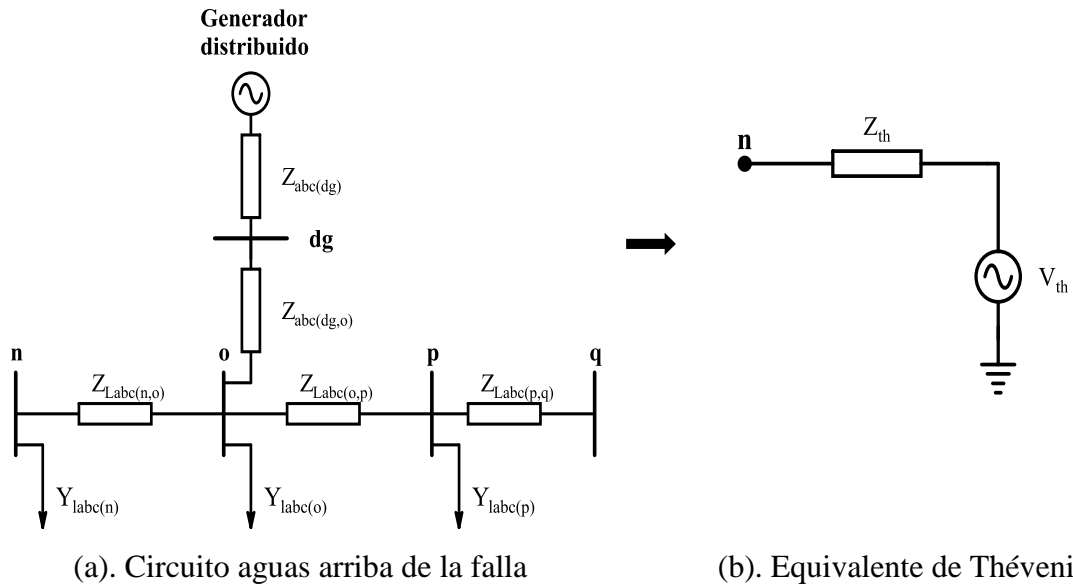


Figura 3.7. Sistema de distribución con presencia de generación distribuida y bajo falla

En el caso de una falla en la zona radial, esto es, desde el nodo o hasta el nodo q , el sistema bajo falla está representado por una admitancia equivalente (Y_{th}). Si la falla se encuentra entre la subestación (S/E) y el generador distribuido (DG) o en la zona no radial, es necesario hallar un V_{th} y un Y_{th} en el nodo de recibo.

Para la determinación del sistema equivalente de Thevenin es necesario desconectar todo el circuito aguas arriba de la sección que se desea analizar, como se muestra en la figura 3.8(a). Se calcula una matriz de impedancia equivalente Z_{th} y un vector de tensión equivalente V_{th} el cual representa el circuito desconectado como se muestra en la figura 3.8 (b).



(a). Circuito aguas arriba de la falla

(b). Equivalente de Thévenin

Figura 3.8. Sistema equivalente de Thévenin

a. Fallas para zonas radiales del circuito.

Las zonas radiales del circuito no involucran el cálculo de la tensión 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, todas las fuentes de tensión se cortocircuitan, se acumulan las impedancias de las líneas y las admitancias de las cargas, aguas abajo del nodo bajo falla como se muestra en la figura 3.9. De este modo se obtiene la matriz de la admitancia equivalente de Thevenin como se presenta en las ecuaciones (3.17) y (3.18).

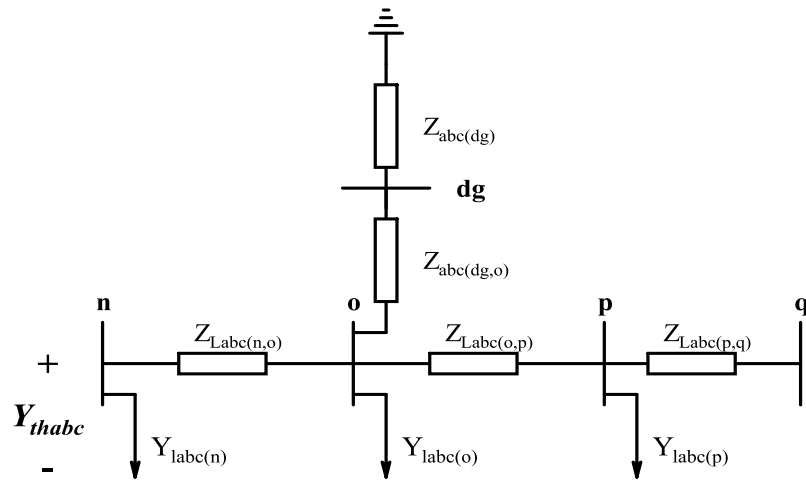


Figura 3.9. Circuito equivalente cálculo admitancia equivalente de Thevenin

$$Y_{thabc} = \left(\left[\left[\frac{Y_{shunt}}{2} \right]^{-1} + Z_{Labc(i)} \right]^{-1} + \frac{Y_{shunt}}{2} + Y_{carga} \right) \quad (3.17)$$

$$Y_{thabc} = \left(\left[\left[\frac{Y_{shunt}}{2} \right]^{-1} + Z_{Labc(i)} + Z_{abc(dg)} \right]^{-1} + \frac{Y_{shunt}}{2} + Y_{carga} \right) \quad (3.18)$$

La ecuación (3.17) se utiliza para el cálculo de la impedancia equivalente de Thevenin de todos los nodos, excepto el nodo que se encuentra conectado el generador distribuido. La ecuación (3.18) se emplea para calcular la impedancia equivalente de Thevenin incluyendo el nodo al que se encuentra conectado el generador.

b. 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 3.10.

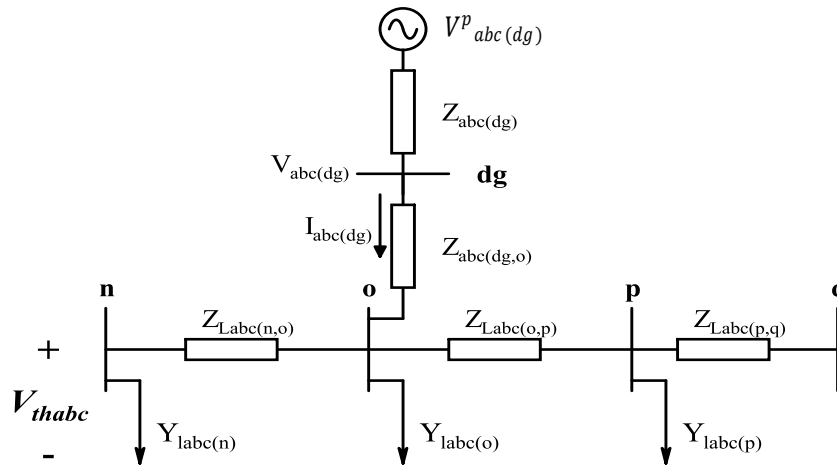


Figura 3.10. Circuito equivalente cálculo tensión de Thevenin

Inicialmente se debe calcular la tensión del generador distribuido como se presenta en la ecuación (3.19); con esta tensión es posible calcular la corriente que está aportando el generador distribuido al sistema de distribución como se presenta en (3.20). Finalmente, el cálculo de la tensión de Thevenin se presenta en la ecuación (3.21).

$$V_{abc(dg)} = V^p_{abc(dg)} + I^p_{abc(dg)} * Z_{abc(dg)} \quad (3.19)$$

$$I_{abc(dg)} = V_{abc(dg)} * \left([Y_{equivalente\ abc}]^{-1} + Z_{abc(dg)} \right)^{-1} \quad (3.20)$$

$$V_{thabc} = V_{abc(dg)} - I_{abc(dg)} * Z_{abc(dg)} \quad (3.21)$$

3.2.1. Actualización de tensiones y corrientes

Si la distancia a la falla estimada en la primera iteración no se encuentra en la primera sección del alimentador, es necesario actualizar los vectores de tensión y corriente para la siguiente sección del sistema de distribución, como se presenta en las ecuaciones (3.19) y (3.20) respectivamente.

$$V^f_{abc(n)} = V^f_{abc(m)} - Z_{Labc(m,n)} * I^f_{abc(m,n)} \quad (3.19)$$

$$I^f_{abc(n,o)} = I^f_{abc(m,n)} - \left(Y_{Labc(n)} + \frac{Y_{sabc(m,n)}}{2} + \frac{Y_{sabc(n,o)}}{2} \right) V^f_{abc(n)} \quad (3.20)$$

Por lo tanto, el algoritmo propuesto anteriormente se ejecuta de nuevo hasta que se encuentre una nueva distancia a la falla. Esta actualización se lleva a cabo hasta que la distancia estimada se encuentre dentro de la sección analizada.

La ecuación (3.20) se utiliza para actualizar las corriente de falla en los nodos del sistema de distribución, excepto en el nodo donde se encuentra conectado el DG. La corriente en este caso está dada por la ecuación (3.21).

$$I_{abc(n,o)}^f = I_{abc(m,n)}^f - \left(Y_{Labc(n)} + \frac{Y_{sabc(m,n)}}{2} + \frac{Y_{sabc(n,o)}}{2} \right) V_{abc(n)}^f + I_g \quad (3.21)$$

3.3. Modelo estático de carga ZIP

En los métodos de localización de fallas basados en el modelo, uno de los parámetros que más afecta a estas metodologías es la variación de la carga y el correcto modelado de ésta, como se presenta en [SERN10], [AGUE06]. Debido a que en los sistemas de distribución la carga es variante con el tiempo y a que no se conocen las curvas de demanda de cada carga, es necesario implementar algoritmos que permitan determinar de manera aproximada el valor de la carga. Si el sistema existente tiene una carga diferente a la estimada durante la ejecución del algoritmo, esto traerá errores en la estimación de la localización a la falla. Si existe una falla en el sistema de distribución y ese es el aporte del modelo que se utiliza para la representación de la carga, en el método de localización propuesto.

Para la selección del tipo de modelo, en este caso se eligió un modelo estático el cual depende de la tensión del sistema de distribución, ya que en este caso se requieren los valores de estado estable de las señales. El modelo de carga puede ser expresado matemáticamente como se presenta en la ecuación (3.22) [SRIN89].

$$Y_r = \left(G_r \left| \frac{V_{fr}}{V_{rn}} \right|^{n_p - 2} + jB_r \left| \frac{V_{fr}}{V_{rn}} \right|^{n_q - 2} \right) \quad (3.22)$$

Donde:

Y_r es la admitancia de carga.

G_r es la constante proporcional de la conductancia de carga.

B_r es la constante proporcional de la susceptancia de carga.

V_{fr} es la tensión de falla en el nodo de recibo.

V_{rn} es la tensión 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

3.3.1. Refinamiento de la carga

Para verificar el comportamiento de las cargas cuando ocurre una falla, es necesario realizar un proceso iterativo, teniendo en cuenta que el valor inicial de la carga se toma en estado de prefalla, además de verificar en la sección que ocurre la falla si es en la zona radial o en la zona no radial.

Para encontrar el valor de la carga, es necesario realizar el siguiente proceso iterativo, para encontrar el valor real de las cargas en el momento que esta ocurra.

1. Con las cargas en prefalla como se muestra en la ecuación (3.23). Se realiza un flujo de potencia, teniendo en cuenta que el sistema está en estado de prefalla, con el fin de encontrar las tensiones nominales en cada nodo.

$$Y_r = (G_r + jB_r) \quad (3.23)$$

2. Con la tensión y la admitancia equivalente de Thévenin como se presentó en la sección 3.2. Se calcula la tensión de falla, posteriormente se realiza el cálculo de la tensión de falla en el nodo siguiente a la que ésta ocurrió, como se muestra en la ecuación (3.24).

$$V_{fabc(n)} = V_{fabc} + (1 - x) * Z_{Labc(m,n)} * I_{Labc} \quad (3.24)$$

3. Con la tensión de falla en el nodo siguiente a ésta, se realiza la corrección de la carga como se muestra en la ecuación (3.22).
4. Se realizar una comparación entre los valores estimados de la carga como se muestra en la ecuación (3.25). Si no cumple con el criterio de convergencia se retorna al paso 2.

$$|Z_i - Z_{i-1}| < Tolerancia \quad (3.25)$$

Donde;

Z_i indica el valor calculado de la carga en la iteración actual.

Z_{i-1} indica el valor estimado de la carga en la iteración anterior.

La tolerancia donde se define con un valor de $1 * 10^{-3}$.

5. Se debe de calcular la tensión de falla en cada uno de los nodos, esto se realiza con el flujo de potencia y en cada nodo se debe corregir la carga conectada.

3.4. Seudocódigo

Entorno: Red,DES,LReal,Nodo_DG,Zvaria - variables reales

Algoritmo

Leer Red,DES,LReal,Nodo_DG,Zvaria

Encontrar el tipo de falla

Obtener la corriente y tensión de prefalla en todos los nodos

Si existe falla

Para equivalente de Thevenin

Encontrar la Tensión equivalente de Thevenin

Determinar la admitancia equivalente de Thevenin

Fin para

Mientras k mayor igual a una tolerancia

Hallar la corriente de falla

Se estima la distancia a la falla

Se calcula la tensión en el punto de falla

Se actualiza la corriente de carga

Fin mientras

Si $0 < m < 1.2$

Determinar la distancia a la falla

Calcular el error absoluto

Fin si

Para refinamiento de la carga

Se realiza la corrección de la carga

Se estima nuevamente la distancia a la falla

Fin para

Si $0 > m \geq 1.02$

Se debe actualizar las tensiones y corrientes en el siguiente tramo

Fin si

4. Metodología propuesta

4.1. Sistemas de prueba

Con el fin de validar la metodología propuesta en esta investigación, se utilizaron tres sistemas de pruebas, el sistema IEEE 34 nodos, dos circuitos red rural de 44 kV y 34,5 kV.

Para cada circuito mencionado anteriormente se realizaron simulaciones de fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas con valores de resistencia de falla en un rango de 0Ω a 40Ω [DAGE00]. Con modelos de carga de potencia constante, corriente constante e impedancia constante.

4.1.1. Sistema IEEE 34 nodos

El primer sistema seleccionado para la validación de la metodología corresponde al sistema IEEE de 34 nodos. Los datos del sistema se obtienen del “test feeders” del “Distribution System Analysis Subcommittee” del “Institute Electrical and Electronics Engineers” [IEEE00]. Este alimentador de distribución opera a una tensión de 24,9 kV. Las características más importantes de este circuito se pueden señalar en que se tiene la presencia de radiales monofásicos y trifásicos, múltiples calibres de conductor y la presencia de cargas desbalanceadas con conexiones en delta y estrella.

Este sistema fue modelado en el software de simulación ATPDraw y se modifica introduciendo un generador distribuido en el nodo 860 y además se conecta una impedancia después del transformador conectado al DG, el cual representa los parámetros internos del DG. Los resultados obtenidos son a partir del circuito nominal y el circuito con models, el cual presenta cargas de impedancia, corriente y potencia constante como se presenta en la figura 4.1.

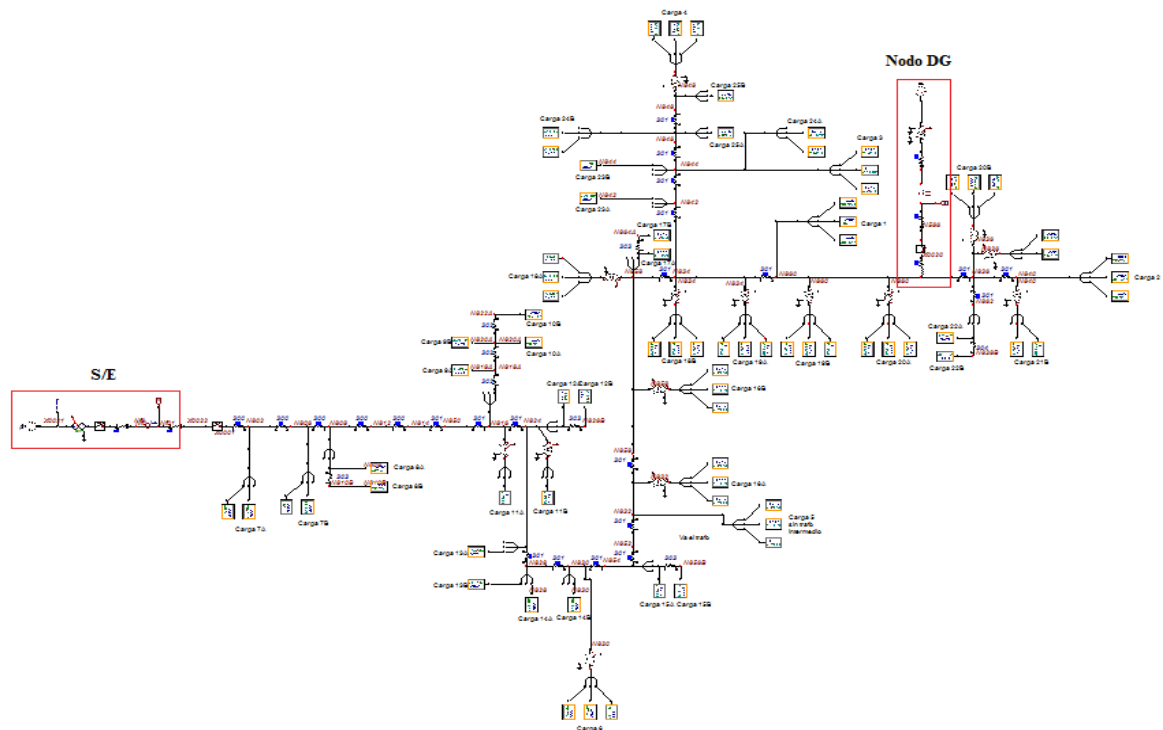


Figura 4.1. Sistema IEEE 34 nodos con models en ATPDraw

4.1.2. Circuito red rural de 34,5 kV

El segundo sistema de prueba corresponde a una red rural de 34,5 kV propuesta por el grupo de investigación ICE3 [OSOR14], para el diseño de este modelo se tomó como base la normatividad [CODE13]. Este diseño abarca muchos municipios de las zonas rurales de los departamentos de Cundinamarca y Boyacá. Teniendo en cuenta que la red diseñada es rural, las cargas que se encuentran son de mayor consumo y de distintos tipos de consumidores. En el circuito se encuentran siete cargas conectadas las cuales tres son de potencia constante y cuatro de impedancia constante. En la figura 4.2 se muestra el diseño de la red rural. Las fallas se simularon en el radial que va desde la subestación hasta el nodo 75.

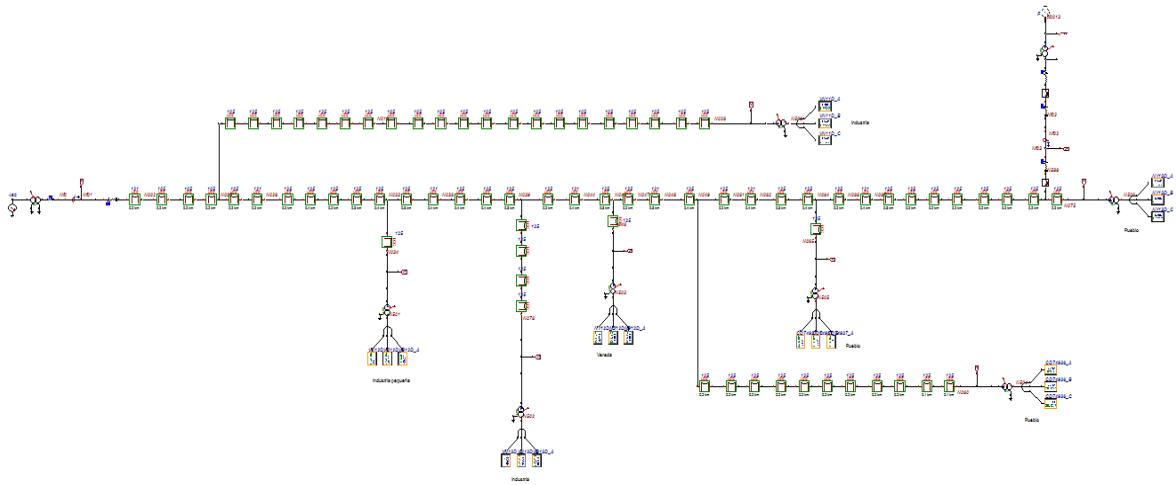


Figura 4.2. Red rural 34,5 kV con generación distribuida

4.1.3. Circuito red rural 44 kV

El tercer sistema de prueba corresponde a una red rural con un nivel de tensión de 44 kV propuesta por el grupo de investigación ICE3. Debido al nivel de tensión, ésta es una red de subtransmisión [EPM13], que alimenta pueblos medianos, industrias grandes, entre otros. En el sistema de distribución se encuentran conectadas cinco cargas, de las cuales tres son de corriente constante y dos de impedancia constante. En la figura 4.3 se muestra el circuito prototipo. Las fallas se simularon en el radial que va desde la subestación hasta el nodo 89.

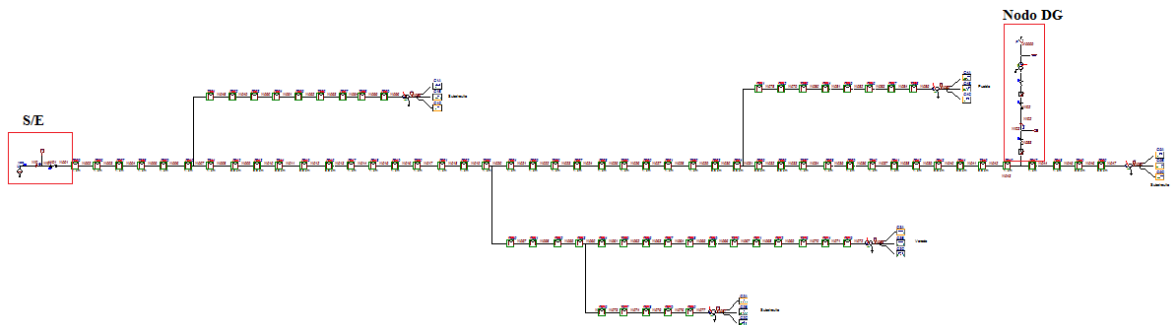


Figura 4.3. Red rural 44 kV

4.2. Consideraciones previas

4.2.1. Medida de desempeño

Para observar el desempeño de la metodología propuesta, se emplea como indicador el error absoluto, el cual es calculado por medio de la ecuación (4.1). Además se presentan las curvas de desempeño que enfrentan el error absoluto contra la distancia a la falla real.

$$Error[\%] = \frac{D_{Real} - D_{Calculada}}{L_{Total}} \times 100 \quad (4.1)$$

Donde:

D_{Real} es la distancia real al punto de falla.

$D_{Calculada}$ es la distancia calculada.

L_{Total} es la distancia total del radial sobre el cual se realizó la simulación.

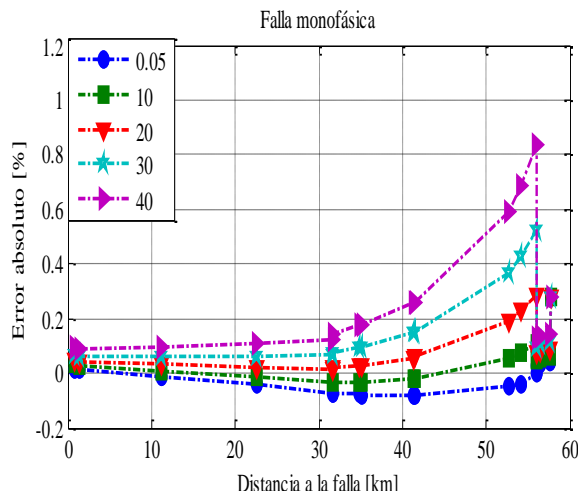
4.2.2. Escenarios de prueba

Con el fin de validar la metodología propuesta se proponen diferentes escenarios de prueba y una de sus principales características es que el sistema sea lo más parecido a un sistema de distribución real, especialmente en el modelado de las cargas, ya que algunos métodos de localización de fallas consideran todas las cargas como impedancia constante. Para cada uno de los circuitos se tienen diferentes tipos de carga, los cuales pueden ser de potencia, corriente e impedancia constante.

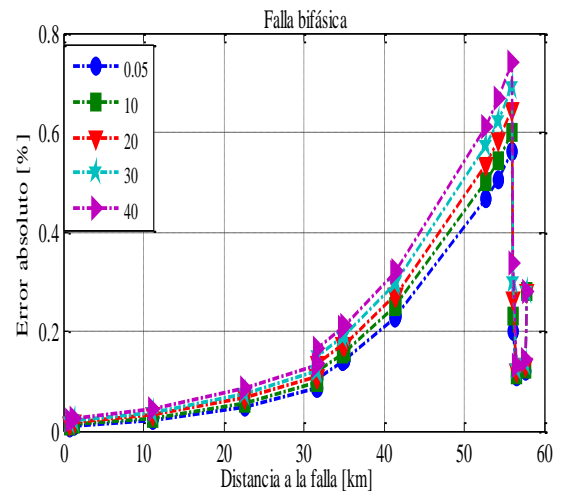
4.3. Pruebas realizadas en el circuito IEEE de 34 nodos

4.3.1. Resultados obtenidos ante condición nominal

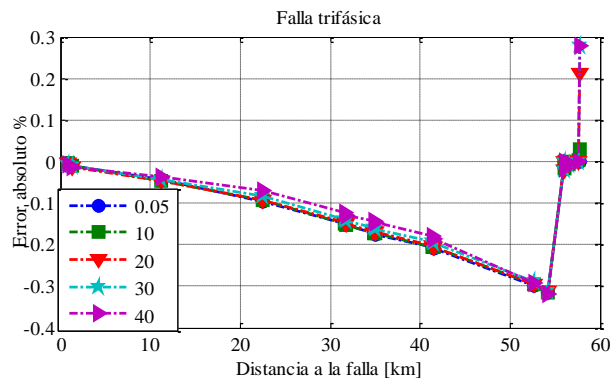
En la figura 4.4 se presentan los resultados obtenidos para falla monofásica (a), bifásica (b) y trifásica (c). Estas primeras pruebas realizadas fueron para condiciones nominales del circuito y las cargas son de impedancia constante.



(a) Falla monofásica



(b) Falla bifásica

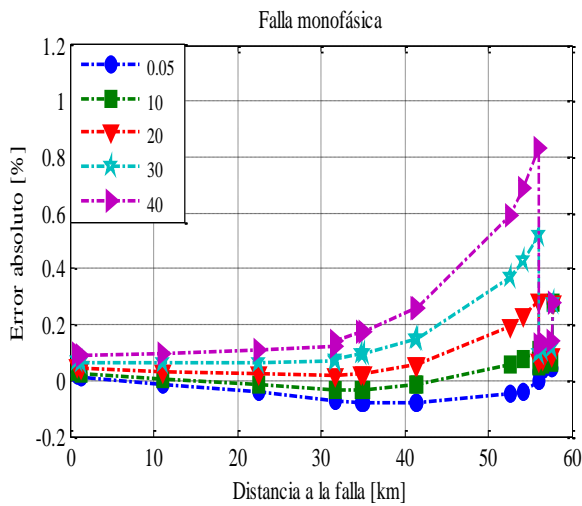


(c). Falla trifásica

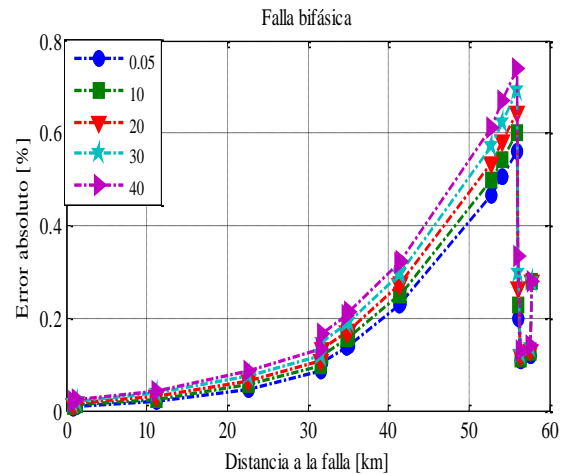
Figura 4.4. Errores en la localización para diferentes tipos de falla

Como se puede apreciar en la figura 4.4, ante condiciones nominales del circuito IEEE de 34 nodos, los errores obtenidos son muy bajos para cada una de las fallas, el error máximo se presenta en la falla monofásica con un valor cercano al 1%, por lo tanto la metodología propuesta presenta un buen comportamiento ante estas condiciones.

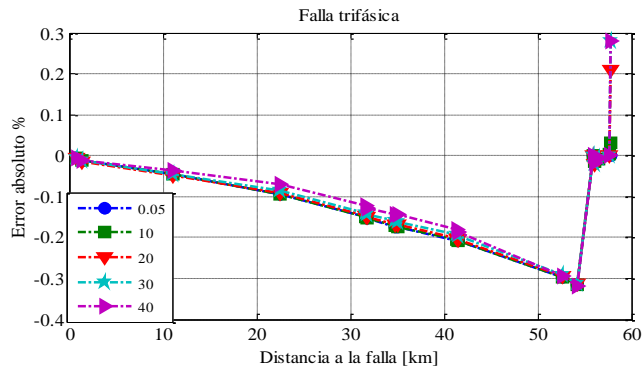
En la figura 4.5 se muestran los resultados obtenidos para diferentes tipos de falla y con cargas de impedancia constante, como se realizó en el caso anterior, y además se implementó la metodología propuesta.



(a) Falla monofásica



(b) Falla bifásica



(c). Falla trifásica

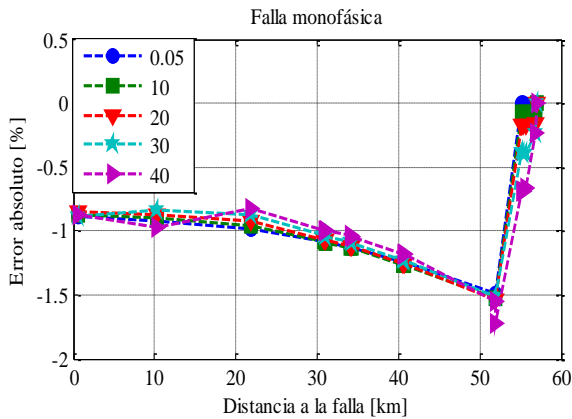
Figura 4.5. Errores en la localización para diferentes tipos de falla

Los errores obtenidos en la figura 4.5 son idénticos a los presentados en la figura 4.4, debido que en el primer caso se obtuvieron los resultados sin el refinamiento de la carga, mientras que en el segundo caso se realizó el refinamiento de la carga, pero las cargas son únicamente de impedancia constante.

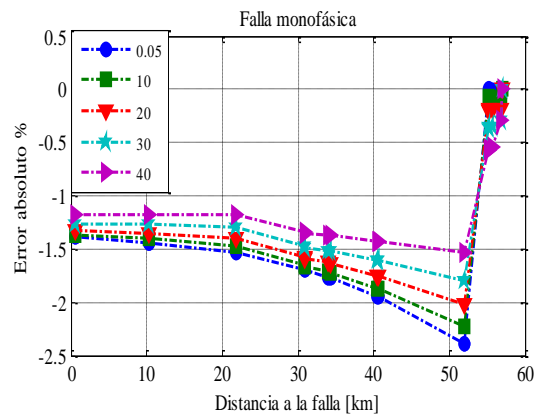
4.3.2. Resultados obtenidos ante diferentes tipos de carga

Para el circuito IEEE de 34 nodos se variaron aleatoriamente las cargas, donde se encuentran cargas de potencia constante, de impedancia constante y de corriente constante, lo que hace que el circuito simulado sea parecido a un sistema de distribución real. Además se presenta una comparación entre el modelo ZIP con corrección de carga y el modelo de ZIP sin corrección de la carga.

En la figura 4.6(a) se muestran los resultados obtenidos para un modelo ZIP y en la figura 4.6 (b) se presenta el resultado para un modelo Zcte para fallas monofásicas



(a). Modelo ZIP con corrección de carga



(b). Modelo ZIP sin corrección de la carga

Figura 4.6. Comparación curvas de desempeño para falla monofásica en el circuito IEEE de 34 nodos

En la figura 4.6 se muestra el desempeño para fallas monofásicas, se puede apreciar que para el modelo ZIP con corrección de carga el error se encuentra en un rango entre el -1.6% y 0%, mientras que para el modelo de ZIP sin corrección de carga el error está entre el 2.4% y 0%. Por lo tanto se verifica el buen comportamiento de la metodología propuesta.

En la figura 4.7(a) se muestran los resultados obtenidos para un modelo con corrección de carga y en la figura 4.7(b) se presenta el resultado para un modelo sin corrección de carga para fallas bifásicas.

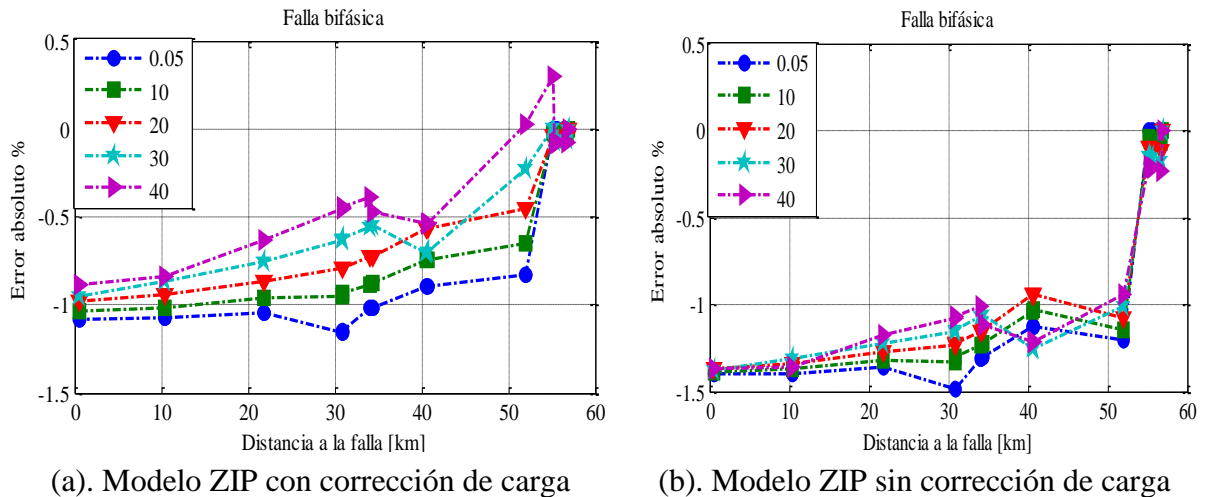
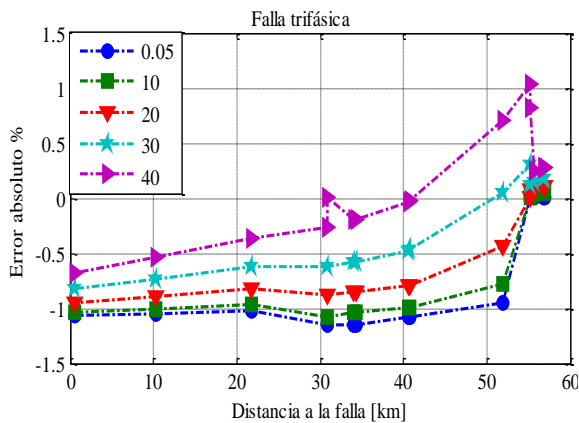


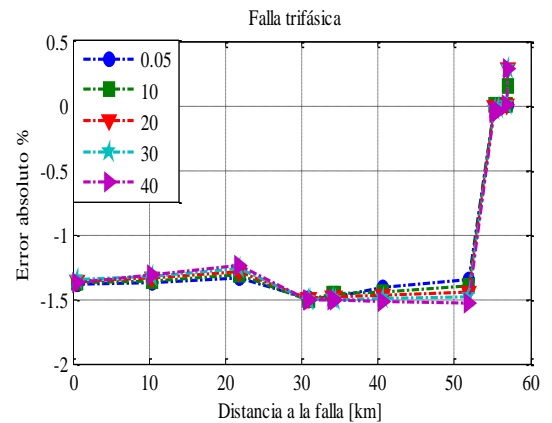
Figura 4.7. Comparación curvas de desempeño para falla bifásica en el circuito IEEE de 34 nodos

De acuerdo con la figura 4.7, se observa que ante fallas bifásicas, el error mejora cuando se utiliza el modelo ZIP con corrección de carga, ya que este tiene un rango de error entre el -0.9% y el 0.25%, mientras que para el otro modelo el error está en un rango de -1.5% y 0%.

En la figura 4.8 (a) se presentan el desempeño obtenido para un modelo ZIP aplicando la corrección de carga propuesta y en la figura 4.8 (b) se muestra el resultado para un modelo ZIP sin corrección de la carga para fallas trifásicas.



(a). Modelo ZIP con corrección de carga



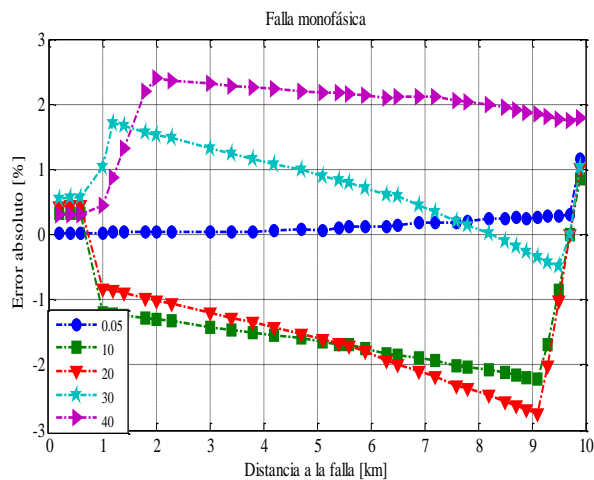
(b). Modelo ZIP sin corrección de carga

Figura 4.8. Comparación curvas de desempeño para falla trifásica en el circuito IEEE de 34 nodos

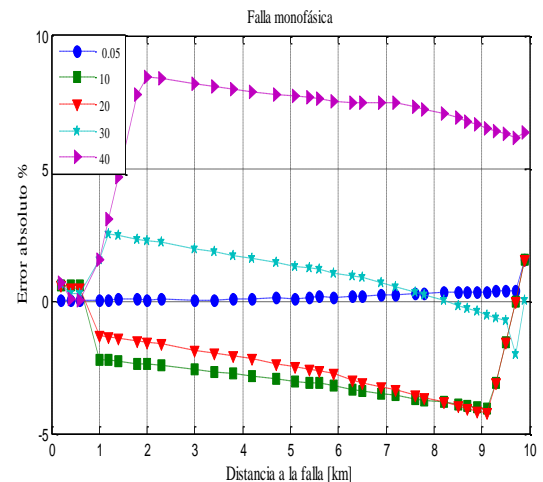
Ante fallas trifásicas el comportamiento de la metodología propuesta mejora con un error para el modelo ZIP con corrección de carga entre un rango de -0.9% y 0.6%, mientras que para el modelo ZIP sin corrección de carga el error se encuentra entre el -1.5% y el 0.4%.

4.4. Pruebas realizadas en el circuito red rural 34,5 kV

En la figura 4.9 se presentan los resultados obtenidos para el circuito red rural de 34,5 kV para fallas monofásicas con un nivel de inserción del generador distribuido del 30%



(a). Modelo ZIP con corrección de carga



(b). Modelo ZIP sin corrección de carga

Figura 4.9. Comparación curvas de desempeño para falla monofásica en el circuito red rural 34.5 kV

Para la falla monofásica en el circuito de 34.5 kV se puede evidenciar que el error mejora cuando se utiliza el modelo propuesto, el rango del error se encuentra aproximadamente entre el -3% y el 3%, mientras que el error para el modelo de ZIP sin corrección de carga se encuentra entre el -5% y el 10%

La figura 4.10 (a) muestra el desempeño de la metodología propuesta con un modelo ZIP con corrección de carga. En la figura 4.10 (b) se presentan los resultados para un modelo ZIP sin corrección de la carga. Ambos casos anteriores corresponden a fallas bifásicas con un nivel de inserción del DG del 30%.

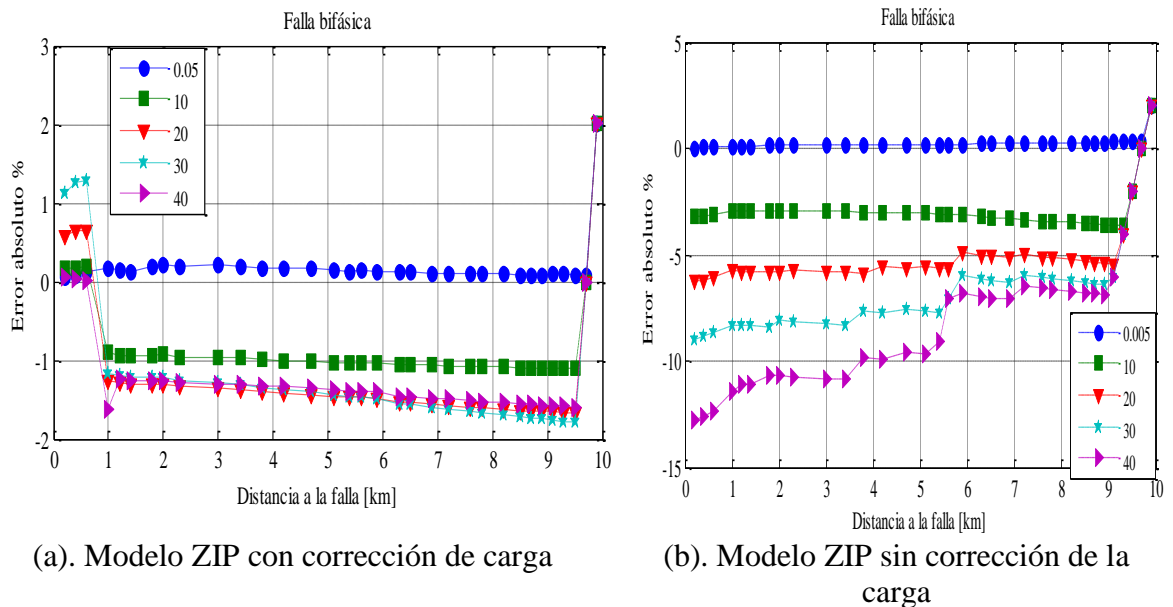
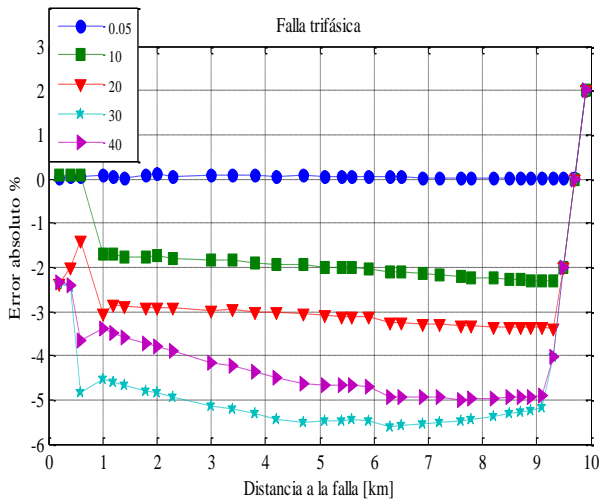


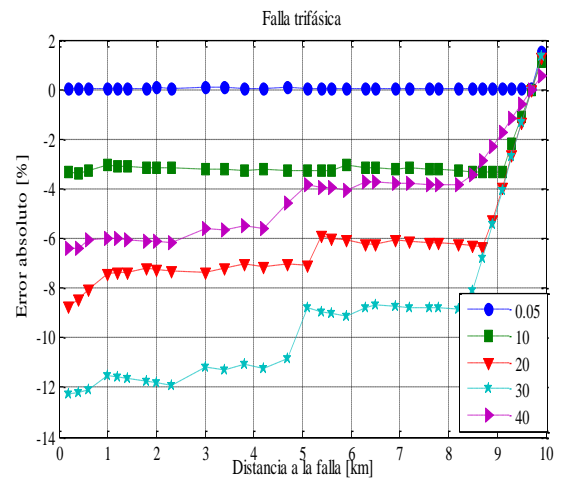
Figura 4.10. Comparación curvas de desempeño para falla bifásica en el circuito red rural 34.5 kV

En el caso de fallas bifásicas, la figura 4.10 (a) muestra que el error obtenido se encuentra en un rango entre -5% a 1% y en comparación con la condición del modelo ZIP sin corrección de carga que se presenta en la figura 4.9 (b), la metodología propuesta presenta en un buen desempeño.

Finalmente se presentan los resultados obtenidos para falla trifásica. En la figura 4.11 se muestra la comparación entre el método de localización con el modelo estático de carga (ZIP) con corrección de carga y con el modelo tradicional sin corrección de carga. Además el generador distribuido tiene un nivel de inserción del 30%.



(a). Modelo ZIP con corrección de carga

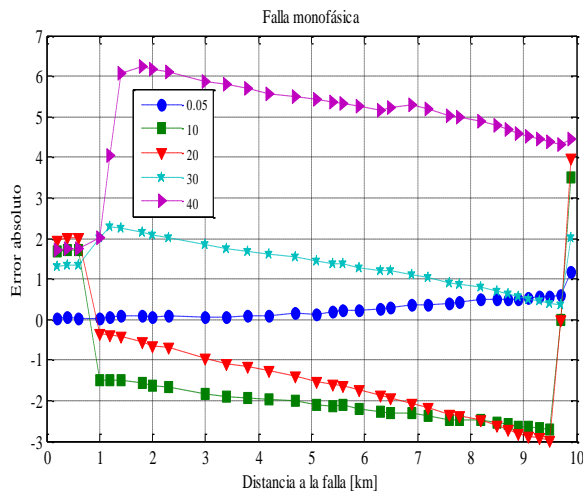


(b). Modelo ZIP sin corrección de carga

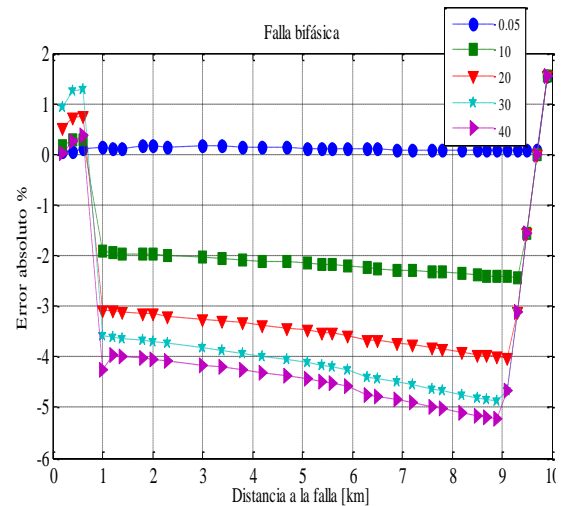
Figura 4.11. Comparación curvas de desempeño para falla trifásica en el circuito red rural 34.5 kV

De acuerdo con la figura 4.11 (a) el modelo ZIP propuesto presenta un buen comportamiento ante el modelo ZIP sin la corrección de la carga como se presenta en la figura 4.11 (b).

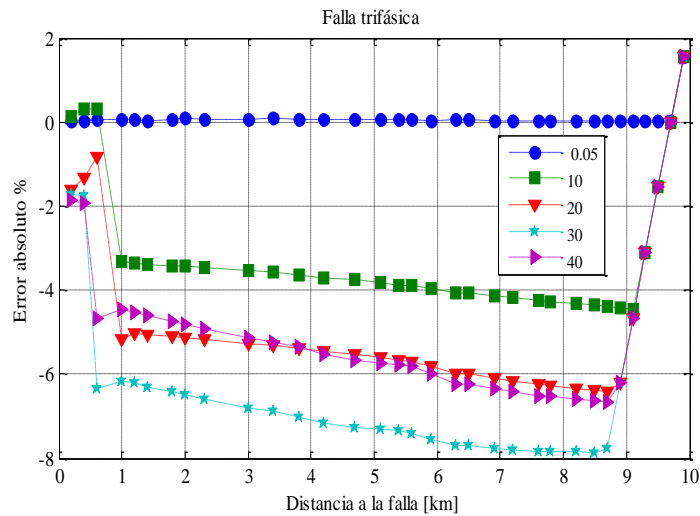
Las figuras 4.12 (a), (b) y (c) presentan el desempeño para fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas respectivamente, con un nivel de inserción del generador distribuido del 10% y diferentes valores de resistencia de falla.



(a) Falla monofásica



(b) Falla bifásica



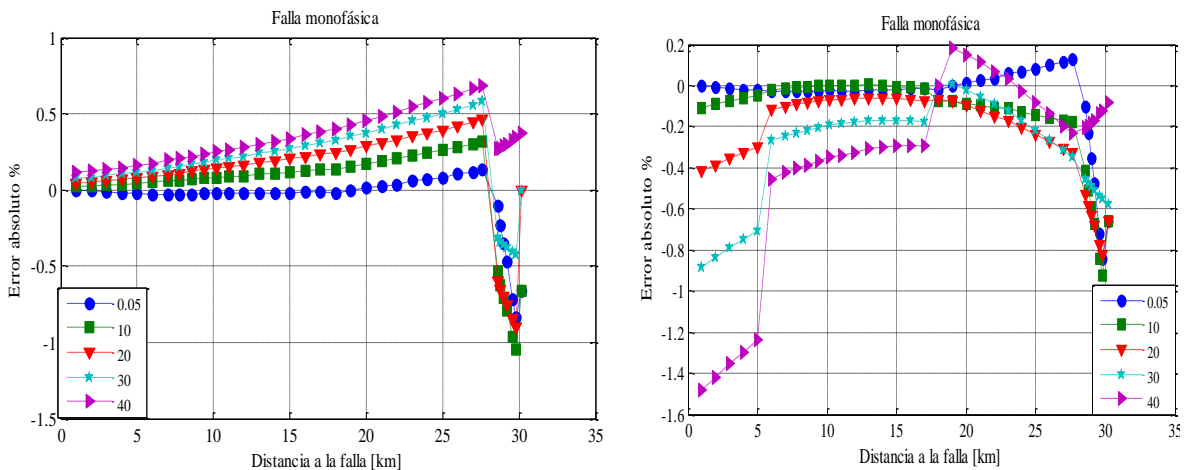
(c). Falla trifásica

Figura 4.12. Desempeño para un nivel de inserción del 10% del DG

Se puede evidenciar que los resultados obtenidos en la figura 4.11 (a), 4.12 (a) y 4.13 (a) para fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas respectivamente con un nivel de inserción del 30% del DG son mejores, comparados con los resultados obtenidos para un nivel de inserción del DG del 10%, como se presenta en la figura 4.12.

4.5. Pruebas realizadas en el circuito red rural 44 kV

En la figura 4.13 (a) se muestra los resultados obtenidos para el modelo ZIP con corrección de carga y en la figura 4.13 (b) se presenta el error que se obtuvo para el modelo ZIP sin corrección de carga. Esto ante falla monofásica en el circuito red rural de 44 kV.



(a). Modelo ZIP con corrección de carga

(b). Modelo ZIP sin corrección de carga

Figura 4.13. Comparación curvas de desempeño para falla monofásica en el circuito red rural 44 kV

La figura 4.13 (a), muestra una mejora en los resultados obtenidos, aplicando la metodología propuesta

Los resultados obtenidos para la falla bifásica se muestran en la figura 4.14, donde se realiza una comparación entre el método propuesto ZIP con corrección de carga y el método con ZIP sin corrección de la carga.

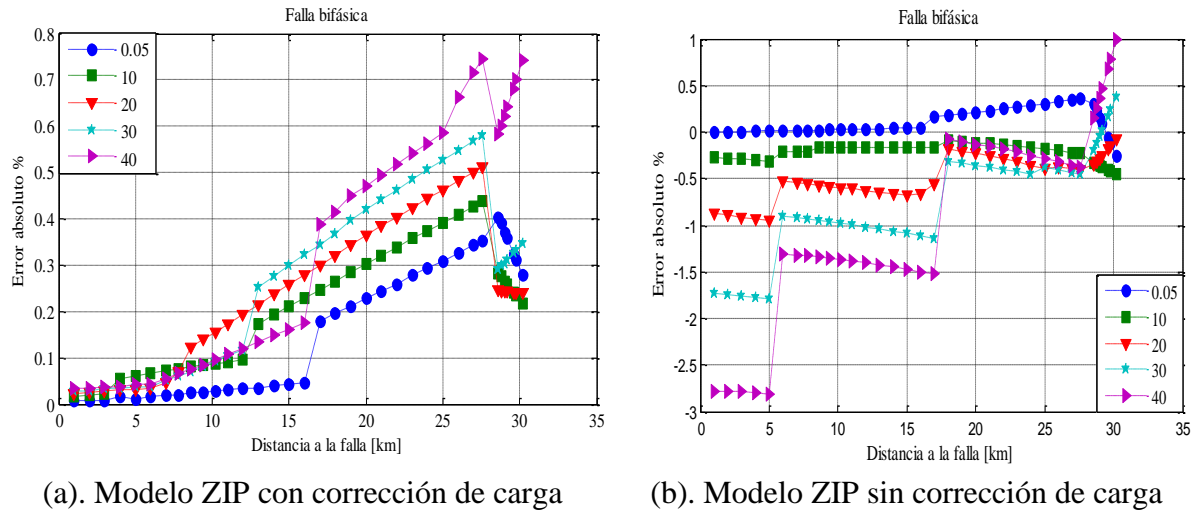
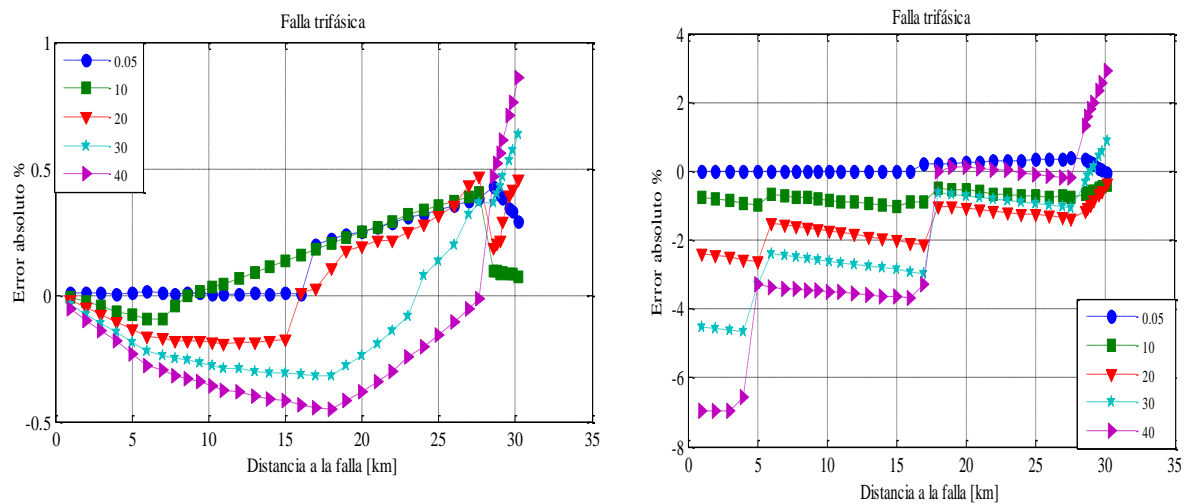


Figura 4.14. Comparación curvas de desempeño para falla bifásica en el circuito red rural 44 kV

El error obtenido ante una falla bifásica se mejora utilizando la corrección de carga como se muestra en la figura 4.14 (a), comparada con la metodología sin tener en cuenta la corrección de carga como se presenta en la figura 4.14 (b).

El desempeño de la metodología para un modelo ZIP con corrección de carga se presentan en la figura 4.15 (a) y el error para el modelo ZIP sin corrección de carga se presenta en la figura 4.15 (b), estos resultados fueron obtenidos para una falla trifásica



(a). Modelo ZIP con corrección de carga (b). Modelo ZIP sin corrección de carga

Figura 4.15. Comparación curvas de desempeño para falla trifásica en el circuito red rural 44 kV

Se puede evidenciar que al aplicar la metodología propuesta de corrección de carga se obtienen mejores resultados como se presenta en la figura 4.15 (a), comparando con los resultados sin la corrección de carga que se muestra en la figura 4.15 (b)

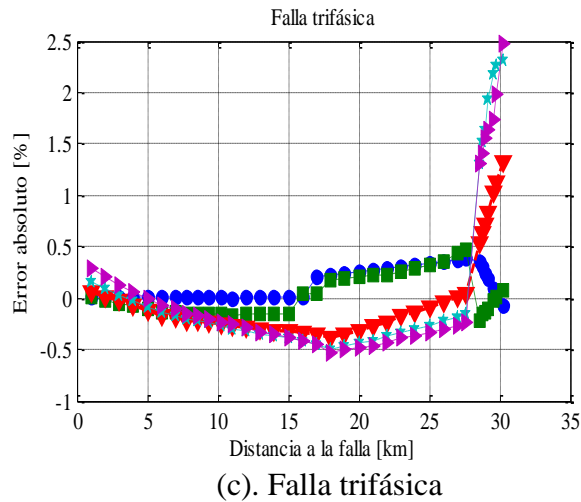
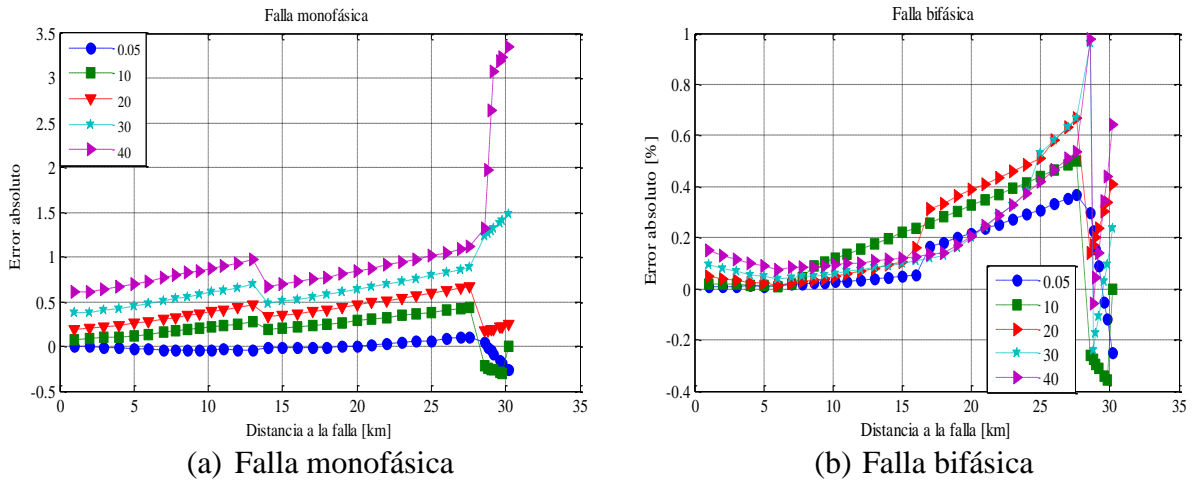


Figura 4.16. Error para diferentes tipos de falla para un nivel de inserción del DG del 10%
 Los resultados obtenidos para un nivel de inserción del DG del 30% se mejoran en los tramos finales que cuando se tiene un nivel de inserción del DG del 10%.

5. Conclusiones y trabajos futuros

5.1. Conclusiones

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

Para representar de forma fiel los sistemas de distribución se consideraron diferentes modelos de carga como impedancia, potencia y corriente constante. Para la representación de la carga se utilizó un modelo estático de carga.

El modelo de carga propuesto en esta tesis, permite estimar de una manera más precisa la localización de la falla. Realizar un proceso de refinamiento a la carga, representa una buena estrategia para su determinación, ya que de igual manera también se realiza un refinamiento de la distancia a la falla.

Finalmente, este tipo de aproximaciones permiten mejorar los métodos de localización de fallas, logrando así que también mejoren los índices de continuidad de suministro de los operadores de red.

5.2. Trabajos futuros

Como trabajo futuro se propone el estudio de nuevas metodologías donde se involucre más de un generador distribuido, ya que la inserción de estas nuevas fuentes de generación ahora son una realidad, además es posible mejorar el desempeño de las metodologías de localización de fallas.

Se plantea también realizar el estudio de diferentes modelos de generadores distribuidos para que la metodología sean cada vez más parecida a los sistemas de distribución reales, ya que es muy probable encontrar generadores con distintos modelos.

Otro aspecto importante de estudio es el modelo dinámico de la carga, además de saber correctamente el tipo de carga, teniendo en cuenta la curva de demanda o medidas, que permitan predecir de una manera más exacta el valor de la carga.

6. Bibliografía

- [AGUE06] J. L. Agüero, M.B. Barbieri, and M.C. Beroqui, “*Voltage depending load models. Validation by voltage step tests*,” IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006.
- [BEDO10] Bedoya A. “Desarrollo de un modelo para intercambio de datos entre ATP y Matlab aplicado al problema de localización de fallas en sistemas eléctricos de distribución”. 2010, Proyecto de grado presentado como requisito para optar el título de Ingeniero Electricista. Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia.
- [BEDO12] Bedoya A., Mora J. y, Pérez S, “Estrategia de reducción para la aplicación generalizada de localizadores de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica”. Revista EIA, ISSN 1794-1237 Número 17, p. 21-37. Julio 2012.
- [BRAHM11] Brahma, S.M. “*Fault Location in Power Distribution System With Penetration of Distributed Generation*,” Power Delivery, IEEE Transactions on , vol.26, no.3, pp.1545-1553, July 2011.
- [BRET06] Bretas, A.S.; Salim, R.H.,”*Fault Location in Unbalanced DG Systems using the Positive Sequence Apparent Impedance*,” Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2006. TDC '06. IEEE/PES, vol., no., pp.1-6, 15-18 Aug. 2006.
- [CODE13] Normas técnicas, CODENSA. Julio 2013. http://likinormas.micodensa.com/Norma/lineas_aereas_rurales_distribucion
- [DAGE00] Dagenhart, J. “*The 40-Ω ground-fault phenomenon*”. Industry Applications, IEEE Transactions on, vol.36, no.1, pp.30-32, Feb 2000.
- [EPM13] Normas y especificaciones técnicas, EPM, 2013. <https://www.epm.com.co/site/Home/Centrodedocumentos/Proveedoresycontratistas/NormasyEspecificaciones/Normasa%C3%A9reas/Grupo2Normasde132kV.aspx>
- [HERR13] Herrera A.R “Análisis de los efectos de la variación de los parámetros del modelo de línea, de carga y de fuente, en la localización de fallas en sistemas de distribución” Proyecto de grado de Maestría en Ingeniería. Pereira, Risaralda, Colombia : Universidad Tecnológica de Pereira, 2013
- [IEEE93] Task force on Load representation for dynamic performance analysis of power systems, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 8, pp. 472-482, 1993

- [IEEE00] IEEE Distribution System Analysis Subcommittee “*Radial Test Feeders*”. 2000. [http://www. Ewh.ieee.org/soc /pes/sacom/testfeeders .html](http://www.Ewh.ieee.org/soc/pes/sacom/testfeeders.html)
- [NUNE10-a] 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
- [NUNE10-b] NUNES, J. U. N.; BRETAS, A. S. “*Impedance-based fault location formulation for unbalanced primary distribution systems with distributed generation*” International conference on power system technology, Hangzhou. Hangzhou, 2010, pp1-7.
- [OROZ12] 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.
- [OSOR14] Osorio J. “*Diseño e implementación en ATP de redes de distribución prototipo de media tensión en Colombia para pruebas de localización de fallas*”. Tesis, Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia 2014.
- [PENK05] D. Penkov, B. Raison, C. Andrieu, J. P. Rognon, B. Enacheanu, “*DG impact on three phase fault location. DG use for fault location purposes?*” International Conference on Future Power Systems, 16-18 Nov., 2005.
- [SERN10] I. D. Serna, C. D. Ferreira, S. A. Martinez, M. F. Suárez, and G. Carrillo, “*Impact of static load models on the power distribution fault location problem,*” in Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America. IEEE/PES 2010. Page(s): 706 – 711
- [SRIN89] 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
- [STEV74] STEVENSON JR., W. D. “*Elementos de análisis de sistemas de potencia*”. 2nd ed. SP: McGraw-Hill, 1974. 347p.
- [TAYL08] L.Y. Taylor, R.A. Jones, and S.M. Halpin, “*Development of load models for fault induced delayed voltage recovery dynamic studies*” in Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE, 2008, pp. 1-7.
- [VALE13] 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.