

**ANÁLISIS Y PERFECCIONAMIENTO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA
ELIMINACIÓN DE LA MÚLTIPLE ESTIMACIÓN EN LA LOCALIZACIÓN DE
FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.**

**JOSE SANTIAGO ARRIETA GIRALDO
CÓDIGO: 1088289908**

**JUAN DAVID RAMÍREZ RAMÍREZ
CÓDIGO: 1088261311**

**Universidad Tecnológica de Pereira
Facultad de Ingenierías
Programa de Ingeniería Eléctrica
Pereira, 2013**

**ANÁLISIS Y PERFECCIONAMIENTO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA
ELIMINACIÓN DE LA MÚLTIPLE ESTIMACIÓN EN LA LOCALIZACIÓN DE
FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.**

**JOSE SANTIAGO ARRIETA GIRALDO
CÓDIGO: 1088289908**

**JUAN DAVID RAMÍREZ RAMÍREZ
CÓDIGO: 1088261311**

**Proyecto de grado presentado como requisito para
optar al título de Ingeniero Electricista**

Director: Ph.D. Juan José Mora Flórez

**Universidad Tecnológica de Pereira
Facultad de Ingenierías
Programa de Ingeniería Eléctrica
Pereira, 2013**

Nota de aceptación

Ph.D. Juan José Mora Flórez
Director

M.Sc. Andrés Fernando Bedoya Cadena
Jurado

MSc. Alberto Ocampo Valencia
Director Programa Ingeniería Eléctrica

Agradecimientos

A Dios, por darnos la capacidad, disciplina, salud y fuerza para seguir adelante con nuestros objetivos y el desarrollo de nuestras metas. A nuestros padres a nuestros hermanos y a nuestros amigos; por su gran apoyo y labor a lo largo de nuestras vidas.

Además, quisiéramos agradecer al ingeniero Ph.D. Juan José Mora Flórez, por su amistad, apoyo y acompañamiento en la dirección de esta tesis y a lo largo de este trabajo. También, a nuestros compañeros del grupo de investigación ICE³. Finalmente, a los docentes, quienes compartieron su conocimiento y experiencia, formándonos para cumplir los objetivos hoy alcanzados.

Gracias.

Jose Santiago Arrieta Giraldo

Juan David Ramírez Ramírez

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
1 Introducción	10
1.1 Motivación.....	10
1.2 Definición del problema.....	10
1.3 Calidad de la energía eléctrica.....	12
1.4 Problema de la múltiple estimación en la localización de fallas en sistemas de distribución.....	13
1.5 Objetivos	14
1.5.1 Objetivo general.....	14
1.5.2 Objetivos específicos	14
1.6 Introducción a la metodología propuesta	14
1.7 Aportes del proyecto de grado.....	15
1.8 Estructura del documento.....	16
2 Aspectos Teóricos.....	17
2.1 Localización de fallas en sistemas de distribución.....	17
2.2 Tipos de fallas	17
2.3 Modelado de fallas	18
2.4 Determinación del tipo de falla	18
2.5 Efecto de la resistencia de falla	20
2.6 Efecto de las cargas intermedias.....	21
2.7 Efecto de la corriente de carga	21
2.8 Herramienta de reducción de circuitos (ATPXchange).....	22
2.9 Herramienta de simulación Automática de fallas (SimulaciónRF).....	22
3 Metodología propuesta.....	23
3.1 Metodología implementada en la eliminación de la múltiple estimación con métodos basados en el modelo	23
3.1.1 Análisis para fallas monofásicas	25

3.1.2	Análisis para fallas bifásicas a tierra.....	27
3.1.3	Análisis para fallas bifásicas.....	28
3.1.4	Análisis para fallas trifásicas.....	29
3.2	Método de localización de fallas que considera el efecto de la corriente de carga en las fases falladas	31
3.2.1	Análisis para fallas monofásicas.....	31
3.2.2	Análisis para fallas bifásicas a tierra.....	34
3.2.3	Análisis para fallas bifásicas.....	34
3.2.4	Análisis para fallas trifásicas.....	35
3.3	Método de localización considerando la corriente de carga en fases falladas con la metodología de eliminación de la múltiple estimación.	36
3.3.1	Análisis para fallas monofásicas.....	38
3.3.2	Análisis para fallas bifásicas a tierra.....	40
3.3.3	Análisis para fallas bifásicas.....	41
3.3.4	Análisis para fallas trifásicas.....	42
3.4	Diagrama de flujo del algoritmo empleado por la metodología propuesta	44
4	Aplicación de la metodología propuesta	45
4.1	Introducción.....	45
4.2	Descripción del sistema de prueba y escenarios.....	45
4.2.1	Descripción del sistema de prueba 1	45
4.2.2	Descripción del sistema de prueba 2.....	46
4.2.3	Descripción del sistema de prueba 3.....	48
4.3	Variación de carga.....	48
4.4	Resultados obtenidos	49
4.4.1	Resultados obtenidos para el sistema de prueba 1	50
4.4.2	Resultados obtenidos para el sistema de prueba 2	51
4.4.3	Resultados obtenidos para el sistema de prueba 3	52
4.5	Comparación entre la metodología propuesta en [MORA, 2009] y la metodología propuesta	54
4.5.1	Comparación entre la metodología propuesta en [MORA, 2009] y la metodología propuesta en el sistema de prueba 1	54

4.5.2	Comparación entre la metodología propuesta en [MORA, 2009] y la metodología propuesta en el sistema de prueba 2.....	55
4.6	Características y tendencias del comportamiento de la metodología propuesta ...	55
4.6.1	Comportamiento de la metodología propuesta para fallas monofásicas	56
4.6.2	Comportamiento de la metodología propuesta para fallas bifásicas	56
4.6.3	Comportamiento de la metodología propuesta para fallas bifásicas a tierra.....	57
4.6.4	Comportamiento de la metodología propuesta para fallas trifásicas y trifásicas a tierra.....	57
5	Conclusiones y recomendaciones.....	58
5.1	Conclusiones	58
5.2	Recomendaciones.....	59
5.3	Trabajos futuros.....	60

LISTADO DE FIGURAS

	Pág.
<i>Figura 2.1. Algoritmo para determinar el tipo de falla.....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 2.3. Efecto de la resistencia de falla para sistemas alimentados por un solo terminal, sin carga.</i>	<i>21</i>
<i>Figura 3.1. Sección de línea entre los nodos N y N+1, del radial r analizado.</i>	<i>24</i>
<i>Figura 3.2. Equivalente trifásico para una falla en la fase a.</i>	<i>25</i>
<i>Figura 3.3. Equivalente trifásico para una falla bifásica a tierra, en las fases a y b.</i>	<i>27</i>
<i>Figura 3.4. Equivalente trifásico para una falla bifásica en las fases a y b.....</i>	<i>28</i>
<i>Figura 3.5. Circuito equivalente para una falla trifásica a tierra.....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 3.6. Circuito equivalente para una falla monofásica a tierra en la fase a, considerando la corriente de carga en la fase fallada.</i>	<i>31</i>
<i>Figura 3.7. Equivalente trifásico para una falla entre las fases a, b y tierra, considerando la corriente de carga.....</i>	<i>34</i>
<i>Figura 3.8. Equivalente trifásico para una falla en las fases a y b, considerando la corriente de carga.</i>	<i>35</i>
<i>Figura 3.9. Equivalente trifásico para una falla trifásica, considerando la corriente de carga.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 3.10. Equivalente trifásico para dar inicio al recorrido de un radial del sistema.</i>	<i>37</i>
<i>Figura 3.11. Equivalente trifásico para una falla a tierra en la fase a, considerando la corriente de carga.</i>	<i>38</i>
<i>Figura 3.12. Equivalente trifásico para una falla bifásica a tierra en las faes a y b, considerando la corriente de carga.....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 3.13. Equivalente trifásico para una falla bifásica a tierra en las fases a y b, considerando la corriente de carga.....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 3.14. Equivalente trifásico para una falla trifásica, considerando la corriente de carga.....</i>	<i>42</i>
<i>Figura 4.1. Sistema de prueba de laterales similares (Sistema de prueba 1).....</i>	<i>46</i>
<i>Figura 4.2. Circuito real de empresa de distribución (Sistema de prueba 2).</i>	<i>47</i>
<i>Figura 4.3. Circuito de distribución con laterales monofásicos (Sistema de prueba 3).</i>	<i>48</i>

LISTADO DE TABLAS

	Pág.
<i>Tabla 2.1. Determinación del tipo de falla.....</i>	<i>19</i>
<i>Tabla 4.1. Pruebas realizadas en el sistema de prueba 1.....</i>	<i>50</i>
<i>Tabla 4.2. Pruebas realizadas en el sistema de prueba 2.....</i>	<i>52</i>
<i>Tabla 4.3. Resultados obtenidos por la metodología propuesta en [MORA, 2009] ante una falla monofásica en la fase a de 10 Ω, en el nodo 18.....</i>	<i>53</i>
<i>Tabla 4.4. Resultados obtenidos por la metodología propuesta en este proyecto ante una falla monofásica en la fase a de 10 Ω, en el nodo 18.....</i>	<i>53</i>
<i>Tabla 4.5. Resultados obtenidos por la metodología propuesta en [MORA, 2009] ante una falla monofásica en la fase b de 10 Ω, en el nodo 16.....</i>	<i>53</i>
<i>Tabla 4.6. Resultados obtenidos por la metodología propuesta en este proyecto ante una falla monofásica en la fase b de 10 Ω, en el nodo 16.....</i>	<i>54</i>

1 Introducción

1.1 Motivación

Los cambios económicos, políticos y técnicos en muchas de las empresas de distribución están obligando a cambiar la forma en cómo éstas están siendo constituidas y operadas. La regulación ha incrementado la presión sobre las empresas de distribución para recortar costos y ha concentrado su atención en incrementar la confiabilidad y calidad del servicio en los sistemas de potencia. Adicionalmente los consumidores buscan tener costos bajos y mejor confiabilidad por parte de la empresa de distribución.

En consecuencia, debido al recorte de costos y a la leve importancia económica que tienen los sistemas de distribución en comparación con los sistemas de transmisión, se cuenta con pocos recursos que permitan realizar una adecuada automatización de los dispositivos de protección con los que cuentan estos sistemas, para que estén correctamente protegidos ante fallas transitorias y permanentes. Todos estos inconvenientes convergen en una tarea que ha venido cobrando gran importancia dentro de la calidad del suministro de energía, como es la localización de fallas en sistemas de distribución. [GARC, 2008].

En la actualidad la calidad de la energía eléctrica es evaluada desde dos enfoques, la atención al cliente y la calidad del suministro. Esta última se subdivide en la calidad de la forma de onda y la continuidad [MORA, 2006a]. En este proyecto se aborda el problema de la continuidad del suministro a través de la localización de fallas.

1.2 Definición del problema

Para reparar un sistema de distribución, lo primordial es ubicar la falla que causó el comportamiento inadecuado de la red, para luego ejecutar obras de restauración del servicio en el menor tiempo posible y de esta manera, mejorar la continuidad del servicio [MORA, 2006a].

Diferentes eventos pueden causar fallas en los sistemas de distribución, algunos pueden ser: rayos que impacten tramos de línea, ruptura del aislamiento, y ramas de árboles que caen sobre las líneas. Los esquemas de protección son importantes para mantener la operación del sistema y minimizar los daños de los consumidores y de la red, así como las pérdidas económicas. En estos aspectos, las técnicas de localización de fallas representan un papel

importante en el proceso de restauración rápido y confiable del sistema de potencia [SALIM, 2009].

En sistemas de transmisión este problema se encuentra relativamente resuelto debido a la disponibilidad de diversos equipos y mediciones en ambos extremos de la línea, que permiten localizar el sitio de la falla con una precisión relativamente alta. Caso contrario a lo ocurrido en sistemas de distribución en los cuales, la gran cantidad de cargas intermedias, laterales equivalentes, la presencia de conductores no homogéneos, los desbalances y grandes fluctuaciones en la carga hacen de éste un problema aún no resuelto.

Uno de los métodos de localización de fallas inicialmente propuesto, consiste en la inspección visual de la red, pero este método consume mucho tiempo para restablecer el sistema, debido a las grandes extensiones de las redes de distribución. Sin embargo, en los últimos años, se han desarrollado diversas metodologías para la localización de las fallas. Actualmente, muchos de los esfuerzos para solucionar este problema están centrados en desarrollar metodologías, que emplean las tensiones y las corrientes adquiridas en la subestación y la topología de la red. Estas metodologías mediante un análisis circuital hallan la distancia a la falla y se conocen como MBM (Métodos Basados en el Modelo) [ZHU, 1997] [GIRG, 1993] [NOVO, 1998] [DAS, 1998]. Otras se centran en encontrar el área bajo falla mediante el entrenamiento de máquinas de soporte vectorial con respuestas del sistema ante historiales de fallos. Estas metodologías se conocen como MBC (Métodos Basados en el Conocimiento) [LIU, 2002] [CHIE, 2002] [HUAN, 2002] [MAHA, 2004].

Actualmente muchos de los métodos de localización de fallas basados en el modelo en sistemas de distribución no consideran el problema de la múltiple estimación que se genera al calcular la distancia al punto de falla. Ésta corresponde a la distancia eléctrica que satisface las ecuaciones planteadas circuitalmente, pero varios puntos del sistema en los diferentes radiales equivalentes pueden satisfacer ésta distancia calculada, apareciendo el problema de la múltiple estimación. Lo anteriormente expuesto se convierte en la principal desventaja al aplicar estos métodos en sistemas de distribución reales, ya que la existencia de varias ubicaciones posibles para la falla en una extensa zona geográfica no resuelve la necesidad real de una rápida ubicación.

Una de las soluciones más comúnmente propuesta para enfrentar el problema de la ubicación de la falla, es el uso de dispositivos instalados en las líneas aéreas, los cuales censan el sector en donde se produce la falla. Ésta no es una alternativa rentable ya que son aparatos costosos y se ven gravemente afectados ante descargas atmosféricas. Otra alternativa para la solución de este problema es ayudar a los MBM que proporcionan distancia de falla con múltiple estimación, con los MBC que proporcionan la zona donde posiblemente ocurrió la falla. El mayor contratiempo de los MBC es que necesitan de

registros e historiales de falla anteriores de la red de distribución, de los cuales no se dispone en todos los casos, además por lo regular estos métodos tienen grandes costos computacionales [MORA, 2009].

1.3 Calidad de la energía eléctrica

El estándar IEC 61000-4-30 define la calidad de energía como “las características de la electricidad en un punto dado de una red de energía eléctrica, evaluadas con relación a un conjunto de parámetros técnicos de referencia”, mientras que el estándar IEEE 1159-1995 define la calidad de la energía eléctrica como “una gran variedad de fenómenos electromagnéticos que caracterizan la tensión y la corriente en un instante dado y en un punto determinado de la red eléctrica” [HAR, 2007].

La calidad del suministro de energía eléctrica, puede ser considerada entonces como la combinación de la disponibilidad del suministro eléctrico junto con la calidad de la tensión y la calidad de la corriente suministradas, entendiendo la falta de calidad como la desviación de esas magnitudes de sus parámetros ideales [GARC, 2008].

En la calidad del servicio de energía eléctrica se diferencia la calidad de la potencia suministrada de la calidad del servicio prestado. La calidad de la potencia se relaciona con las desviaciones de los valores especificados para las variables de tensión y la forma de las ondas de tensión y corriente, mientras la calidad del servicio prestado se refiere a la confiabilidad del servicio [CREG, 1998][CREG, 2000].

Para efecto de garantizar la calidad de la potencia suministrada, los operadores de red (OR) deben construir un instrumento financiero que ampare a los usuarios conectados a su sistema, por daños y perjuicios que se causen por el incumplimiento de los estándares de la calidad de la potencia suministrada, por ejemplo daños en los electrodomésticos [CREG, 2008].

En el año 2008 con la resolución 097, se definieron nuevos indicadores de continuidad como el índice de referencia agrupado de la discontinuidad (IRAD) y el índice trimestral agrupado de la discontinuidad (ITAD) [CREG, 2008]. Estos índices cuantifican la continuidad del servicio ofrecido por la empresa de energía, permitiendo variar los cargos por uso de la red.

El IRAD y el ITAD se pueden mejorar considerando: a) La reducción de la frecuencia de la ocurrencia de las fallas, la cual se realiza cuando se localizan fallas transitorias y auto-extinguibles, ya que permiten localizar áreas débiles en el sistema de distribución, evitando

futuras fallas permanentes. b) El tiempo de duración de la falla se reduce debido a la pronta localización del sitio de falla, la cual ayuda a restablecer el servicio rápidamente [HERR, 2013].

Finalmente, la calidad de la energía eléctrica está directamente asociada con la localización de fallas. Razón por la que esta problemática se ha convertido en un tema de gran interés para los operadores de red y ha sido objeto de investigación y desarrollo en los últimos años [MORA, 2007].

1.4 Problema de la múltiple estimación en la localización de fallas en sistemas de distribución.

El principal inconveniente de los métodos basados en el modelo (MBM) es el problema de la múltiple estimación, causado por la existencia de múltiples puntos (usualmente lejos uno del otro) en el sistema de distribución que cumple con la misma distancia desde la subestación. Por consiguiente, estos métodos proporcionan una estimación de distancia a la falla relativamente exacta, pero ubicaciones inciertas del lugar bajo falla (varias secciones de líneas están a la misma distancia eléctrica desde la subestación). Este es el principal inconveniente en la aplicación de estos métodos en sistemas de potencia reales, ya que la existencia de múltiples ubicaciones de fallas posibles en una extensa zona geográfica no resuelve la necesidad de una rápida localización de la falla. Lo que hace indispensable desarrollar una metodología que corrija esta problemática [MORA, 2009].

Muchos investigadores recientemente han abordado este problema mediante la utilización de técnicas basadas en el conocimiento para ayudar a la localización de fallas, explotando la existencia de experiencias anteriores y la información contextual [MORA, 2006a]. Los principales inconvenientes de estos métodos son el uso de una gran cantidad por lo general no disponible, de la información asociada a los registros de falla, y la inherente falta de confianza de estas metodologías debido a las dificultades para determinar la naturaleza de la solución obtenida. Además, un problema adicional está relacionado con el costo económico y computacional de tales enfoques, lo que hace que sea prohibitivo para empresas de distribución, teniendo en cuenta el elevado número de subestaciones eléctricas [MORA, 2009].

En este proyecto se presenta una metodología aplicable a los métodos de estimación de la distancia a la falla, que utiliza solamente mediciones fundamentales de corriente y tensión en la subestación de distribución. Por lo tanto este proyecto busca mejorar la metodología de eliminación de la múltiple estimación propuesta en [MORA, 2009] con la incorporación del método propuesto en [SALIM, 2009], dándole más robustez a la metodología.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo general

Desarrollar una estrategia que permita analizar y complementar una metodología para la eliminación de la múltiple estimación de la falla en sistemas de distribución. De esta manera, se pretende mejorar los índices de continuidad del servicio de energía eléctrica en sistemas de distribución.

1.5.2 Objetivos específicos

- Estudiar los fundamentos de la metodología para la eliminación de la múltiple estimación de la localización de fallas en sistemas de distribución.
- Desarrollar estrategias complementarias para mejorar el desempeño, mediante la utilización de otros métodos de estimación de distancia a la falla basados en el modelo.
- Implementar la metodología propuesta utilizando Matlab[®].
- Realizar un análisis de sensibilidad de la metodología considerando variaciones de carga en dos circuitos de distribución.
- Reportar los resultados obtenidos en la investigación realizada.

1.6 Introducción a la metodología propuesta

La metodología propuesta en [MORA, 2009], considera el método clásico de la reactancia propuesto en [DAS, 1998]. Teniendo en cuenta una falla en uno de los laterales de un sistema de distribución, la tensión y la corriente se obtienen mediante el uso de las tensiones y corrientes medidas en la subestación y la aplicación de un flujo de carga aguas arriba del supuesto lateral bajo falla.

El método clásico de localización de fallas basado en la reactancia sólo tiene en cuenta las fases en falla y deja de lado el efecto de la carga. En la propuesta realizada en [MORA, 2009], se consideran las tres fases y las cargas sólo en las fases no falladas suponiendo que

en las fases falladas no existe corriente de carga debido a que la mayoría de la corriente fluye a través de la falla. Ésta metodología también considera un error relativo calculado a partir de la obtención de diferentes estimaciones para un mismo lateral analizado. Gracias a esto el error relativo será menor en el lateral que se encuentre bajo falla.

Debido a que las fallas en sistemas de distribución por lo general no son sólidas (resistencia del elemento bajo falla igual a cero), la simplificación de no considerar la carga en las fases bajo falla en metodología propuesta en [MORA, 2009], empieza a tener dificultades, dado que, entre mayor sea la resistencia de falla, la corriente de carga en las fases falladas es cada vez mas considerable. Por lo tanto en este proyecto se incluye a la metodología propuesta en [MORA, 2009], El método propuesto en [SALIM, 2009], el cual, calcula la corriente de carga en las fases bajo falla con el fin de obtener un método más robusto ante fallas que no sean sólidas.

El método de localización propuesto en [SALIM, 2009], se basa en la determinación de la distancia a la falla y la resistencia de falla, mediante un proceso iterativo realizado en cada tramo del radial analizado que consiste en calcular para cada iteración la corriente en la falla y así determinar una distancia y resistencia de falla hasta que la diferencia entre las distancias estimadas entre una iteración y otra sea muy pequeña. El método considera un análisis fasorial trifásico con un modelo de carga de impedancia constante y un modelo pi de la línea de distribución.

Teniendo en cuenta que la carga es uno de los parámetros del sistema de distribución menos confiables debido a la dificultad para ser estimado con precisión, en este proyecto, se propone una comparación de la metodología propuesta en [MORA, 2009] y la metodología aquí propuesta ante variaciones de carga con el fin de probar la robustez de las mismas.

1.7 Aportes del proyecto de grado

La propuesta aquí presentada se basa en el análisis de una metodología de eliminación de la múltiple estimación usando un MBM propuesto en [MORA, 2009], además de una modificación de dicho MBM para incrementar la robustez de la metodología.

Entre los aportes del proyecto se tiene:

- Análisis comparativo de una metodología existente de eliminación de la múltiple estimación frente a una nueva metodología propuesta.

- Elaboración de artículo con base en los resultados de esta investigación. Nombre del artículo: Influencia de la corriente de carga en la metodología para la eliminación de la múltiple estimación en localización de fallas de sistemas de distribución. Autores: Jose Santiago Arrieta Giraldo, Juan David Ramírez Ramírez y Juan José Mora Flórez.
- Programa desarrollado en Matlab[®] que determina la localización de una falla con la metodología existente.

1.8 Estructura del documento

Este documento esta dividido en cinco capítulos. El primer capítulo es introductorio, y en él se expone, la motivación por la cual se realiza este proyecto, la definición del problema, abordando breves descripciones de la calidad de la energía eléctrica, del problema de la múltiple estimación en la localización de fallas en sistemas de distribución, los objetivos trazados, la introducción a la metodología propuesta y los principales aportes de la tesis.

El capítulo dos se enfoca en exponer los aspectos teóricos más relevantes a tener en cuenta en el desarrollo del proyecto. Inicialmente se expone una breve teoría sobre la localización de fallas en sistemas de distribución, luego se muestran los tipos de falla, su modelado y las bases teóricas para la determinación de las mismas. Posteriormente, se exponen los efectos que tienen la resistencia de falla, las cargas intermedias y la corriente de carga en la localización de fallas en sistemas de distribución. Finalmente se presenta el software de reducción de circuitos ramificados a radiales equivalentes y el software de simulación automática de fallas con los cuales se realizan las simulaciones de fallas y las pruebas de las metodologías.

Luego en el capítulo tres, se presenta la metodología existente de eliminación de la múltiple estimación, el método para considerar la corriente de carga en las fases falladas, además del acople de ambas metodologías. Finalmente se muestra el diagrama de flujo del algoritmo implementado en la metodología de localización propuesta.

En el capítulo cuatro, se muestra la aplicación de la metodología, en donde se describe los diferentes sistemas de prueba utilizados, además del procedimiento para realizar la variación de la carga y los resultados obtenidos para esta investigación.

Finalmente, en el capítulo cinco se presentan las conclusiones más relevantes obtenidas en el desarrollo de esta investigación y se dan algunas recomendaciones, además de posibles trabajos futuros que surgen de este proyecto.

2 Aspectos Teóricos

2.1 Localización de fallas en sistemas de distribución

Como su nombre lo indica, el problema de la localización de fallas consiste en determinar la ubicación de una falla que ha ocurrido en un sistema de distribución, considerando los diferentes aspectos que influyen en la localización de la misma.

Estudios han determinado que aproximadamente el 80% del total de fallas en el sistema de potencia, corresponden a fallas en el sistema de distribución [BOLL, 1993]. Del total de las fallas en los sistemas de distribución, aproximadamente el 70% corresponde a fallas monofásicas a tierra [MORA, 2006a].

Como se menciona en el capítulo introductorio, existen variedad de metodologías propuestas para realizar la localización de fallas en sistemas de distribución. Un primer grupo de estas metodologías corresponde a los métodos basados en el modelo (MBM), que a partir de las medidas de tensión y corriente antes y durante la falla en un extremo de la línea, en este caso la subestación y realizando un análisis circuital del sistema, permiten ubicar la falla. Además, son los más usados por su facilidad de implementación y exactitud; aunque presentan el problema de la múltiple estimación cuando el circuito es altamente ramificado [DAS, 1998], [NOVO, 1998]. Un segundo grupo de metodologías corresponde a los métodos basados en el conocimiento (MBC), que emplean información de los registros de falla del sistema (tensiones y corrientes) para realizar una clasificación de la falla presentada, dividiendo el sistema en determinadas zonas y ubicando la falla en una de estas zonas.

2.2 Tipos de fallas

El Instituto Americano de Ingenieros Electricistas, define una falla, en un conductor o cable, de la siguiente forma: “Una falla de un conductor o cable es la pérdida total o parcial de su aislamiento o de su continuidad” [FRAN, 2007]. También se define como toda situación anormal que se presenta en un sistema eléctrico de potencia [GARC, 2008].

Los tipos de falla que experimentan los sistemas de potencia se clasifican en 2 grandes grupos: serie y paralelo [MORA, 2006a]. Las fallas serie están asociadas generalmente a la

ruptura de conductores y las fallas paralelo son cortocircuitos a tierra o con otras fases. Este último tipo de fallas se divide en fallas simétricas y asimétricas [CAST, 2001].

Las fallas paralelas están asociadas a cortocircuitos a tierra o con otras fases y este grupo se subdivide en cinco tipos: a) Monofásicas, b) Bifásicas, c) Bifásicas a tierra, d) Trifásicas y e) Trifásicas a tierra [MORA, 2006a]. Los métodos comúnmente utilizados para la localización de fallas en líneas aéreas, hacen referencia a las fallas de tipo paralela, dadas sus altas tasas de ocurrencia. Las fallas tipo serie o de alta impedancia están fuera del alcance de este documento.

2.3 Modelado de fallas

Generalmente las fallas paralelas se representan mediante la configuración trifásica de una línea corta en la cual sus puntos en falla se localizan a una distancia m de un extremo de la misma. Su punto o puntos en falla se unen mediante una impedancia entre fases o entre fases y tierra. Estas impedancias se consideran netamente resistivas según investigaciones experimentales. Para modelar estas fallas generalmente se utiliza la teoría de componentes simétricas. Para obtener el modelo, se consideran las condiciones de falla, se obtienen las componentes de secuencia de las corrientes y las tensiones, y se determina la conexión de las redes de secuencia. A partir del modelo de la falla, cuando esta ocurra, es necesario calcular las tensiones, corrientes de secuencia y finalmente obtener los valores de fase [MORA, 2009].

2.4 Determinación del tipo de falla

En [DAS, 1998], se propone una estrategia para determinar el tipo de falla como se muestra en la figura 2.1, en la cual se diferencian los tipos de falla monofásica, bifásica, bifásica a tierra y trifásica.

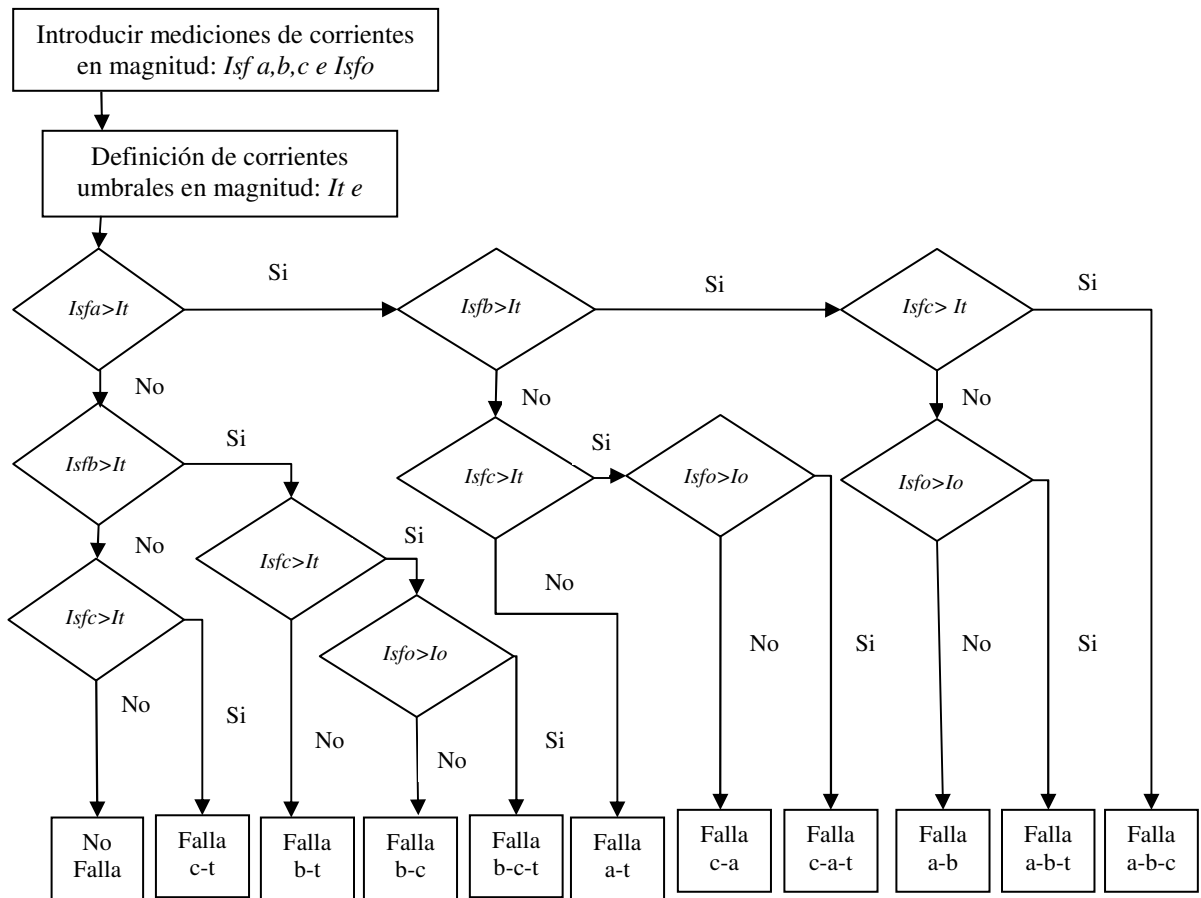


Figura 2.1. Algoritmo para determinar el tipo de falla

Otra forma para determinar el tipo de falla es el que se propone en [NOVO, 1998], el cual se presenta en la tabla 2.1.

		<i>ab</i>	<i>bc</i>	<i>ca</i>		
	<i>a-g</i>	<i>b-g</i>	<i>c-g</i>	<i>ab-g</i>	<i>bc-g</i>	<i>ca-g</i>
$\Delta I_a > 1,5\Delta I_b$	X					X
$\Delta I_a > 1,5\Delta c$	X			X		
$\Delta I_b > 1,5\Delta a$		X			X	
$\Delta I_b > 1,5\Delta c$		X		X		
$\Delta I_c > 1,5\Delta a$			X		X	
$\Delta I_c > 1,5\Delta b$			X			X

Tabla 2.1. Determinación del tipo de falla.

Para emplear la tabla 2.1 es necesario realizar los cálculos descritos en la Ecuación 2.1.

$$\begin{aligned}\Delta I_a &= (I_{sfa} - I_{sf0}) - I_{psa} \\ \Delta I_b &= (I_{sfb} - I_{sf0}) - I_{psb} \\ \Delta I_c &= (I_{sfc} - I_{sf0}) - I_{psc}\end{aligned}\tag{2.1}$$

Donde:

I_{sf} : Corriente de las fases a , b , o c medidas en la subestación cuando el sistema está bajo falla.

I_{ps} : Corriente de la fase a , b , o c medida en la subestación cuando el sistema está en estado de prefalla.

I_{sf0} : Corriente de secuencia cero, medida en la subestación cuando el sistema está bajo falla.

2.5 Efecto de la resistencia de falla

Para los sistemas de distribución bajo falla, el valor de la impedancia aparente estimada a partir de las medidas de tensión y corriente en la subestación hasta el punto de falla, es mayor que la distancia real, si no se considera el efecto de la resistencia de falla; aunque la reactancia vista desde la subestación hasta el sitio de falla permanece constante con cualquier valor de resistencia de falla. En la figura 2.2 se muestra el caso de una falla con una resistencia R_f , a un porcentaje s de un tramo de línea MN en falla [WARR, 1968]. Z_m , es la impedancia de la línea, sZ_{mn} representa la impedancia de la línea hasta la falla y $Z_{m,app}$ es la impedancia aparentemente vista hasta la falla por efecto de la resistencia de falla, aquí se observa como el efecto de la resistencia de falla distorsiona la impedancia de línea hasta la falla, viéndose finalmente afectado el cálculo de la distancia a la falla en el tramo analizado.

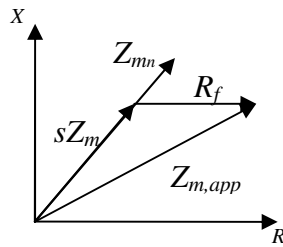


Figura 2.2. Efecto de la resistencia de falla para sistemas alimentados por un solo terminal, sin carga.

2.6 Efecto de las cargas intermedias

En los métodos basados en el modelo las cargas intermedias causan problemas con la exactitud de la distancia calculada, debido a que la corriente medida en la subestación no corresponde a la corriente de falla sino a la suma de esta con las corrientes de las cargas intermedias que se derivan antes de la sección fallada [IEEE, 2004], [MORA, 2006b]. Las corrientes asociadas a las cargas intermedias no son fáciles de determinar, si no se cuenta con un modelo adecuado que las represente. Además, la falta de información sobre esas cargas genera incertidumbre.

2.7 Efecto de la corriente de carga

Ante la ocurrencia de una falla es importante conocer la corriente de carga en las fases falladas, debido a que la resistencia de falla hace que parte de la corriente que sale de la subestación fluya hacia la falla y la otra hacia la carga que se encuentra aguas abajo, si la falla no es solida, pues de ser así, toda la corriente se iría por la falla. Esta corriente normalmente es muy pequeña debido a que la impedancia de falla es menor a la impedancia de carga del circuito, pero a medida que aumenta la resistencia de falla, esta corriente de carga comienza a ser más significativa produciendo que el localizador de fallas tenga más dificultades para estimar la distancia a la falla ya que la mayoría de los métodos existentes la ignoran.

2.8 Herramienta de reducción de circuitos (ATPXchange)

Debido a que la mayoría de los métodos de localización de fallas basados en el modelo se basan en el análisis del circuito de distribución de manera radial surge la necesidad de convertir los circuitos de distribución ramificados a sistemas radiales equivalentes.

ATPXchange presentada en [BEDO, 2012], es una herramienta con la cual para un circuito de distribución simulado en ATP se obtiene la información necesaria para recorrerlo de manera radial. Esta herramienta propone una estrategia para lectura y procesamiento de la información de un circuito real, cuyos parámetros son almacenados en una base de datos integrada a una tarjeta de ATP (Alternative Transients Program). Además, se propone una metodología para la reducción de cualquier circuito a equivalentes simplificados con un único lateral de n cargas intermedias, para la implementación generalizada de métodos de localización de fallas en sistemas de distribución reales.

Los métodos de localización de fallas están propuestos para encontrar una falla en una sección de línea. Sin embargo, los sistemas de distribución reales son de topologías radiales y bastante ramificados, con diferentes tipos de conductor, longitud y configuración. Esto muestra claramente que la aplicación de un método definido en una sección requiere un conjunto de estrategias que permitan hacerlo aplicable a un circuito real. Por lo tanto se requiere una estrategia generalizada para su implementación a partir de la definición de un radial equivalente, formado solo por líneas y cargas, que represente una parte del sistema de distribución original.

2.9 Herramienta de simulación Automática de fallas (SimulaciónRF)

SimulaciónRF es un software diseñado para la ejecución automática de muchas fallas en sistemas eléctricos de distribución simulados en ATP. Estas simulaciones son efectuadas en el Alternative Transients Program (ATP) desde Matlab[®], lo cual genera una amplia aplicabilidad de los resultados de las simulaciones en estudios asociados a la localización de fallas en los sistemas eléctricos de distribución.

Gracias a la incorporación de estas dos plataformas mencionadas, SimulaciónRF combina la rapidez en simulación del ATP con la flexibilidad en el manejo de los datos que brinda Matlab[®].

3 Metodología propuesta

Este capítulo muestra de manera detallada el procedimiento que se realizó para abordar el problema de la eliminación de la múltiple estimación en sistemas radiales de distribución, considerando únicamente medidas fasoriales de tensión y corriente en la subestación mediante el uso de las herramientas disponibles en el grupo de investigación ICE³ de la Universidad Tecnológica de Pereira, y la información de diferentes propuestas encontradas en la literatura de métodos basados en el modelo MBM.

Inicialmente se muestra el desarrollo de una metodología ya propuesta para resolver el problema de la eliminación de la múltiple estimación. A continuación se presenta un método robusto propuesto en la literatura, para la inclusión de la corriente de carga en las fases falladas. Seguidamente se presenta la propuesta realizada para lograr un perfeccionamiento de la metodología descrita inicialmente. Finalmente, se realiza la descripción del algoritmo implementado en Matlab.

3.1 Metodología implementada en la eliminación de la múltiple estimación con métodos basados en el modelo

Como principal alternativa de solución para enfrentar el problema de la múltiple estimación en sistemas de distribución con métodos basados en el modelo, se encuentra la metodología propuesta en [MORA, 2009], de la cual se hace una descripción en esta sección, ya que este trabajo se fundamenta y parte de los principios aquí expuestos.

La metodología propuesta en [MORA, 2009], enfrenta el problema de la múltiple estimación, considerando el desequilibrio de los sistemas de distribución. Se propone el análisis en componentes de fase teniendo en cuenta la impedancia de la línea entre los nodos del tramo analizado, y la impedancia de carga. Con lo anterior se realiza un barrido por los tramos de todos los laterales, Obteniendo una distancia a la falla. Del sistema de ecuaciones es posible obtener, dependiendo del tipo de falla, mas estimaciones de la distancia a la falla, involucrando tanto las fases bajo falla como las no falladas y el efecto de los acoples mutuos entre líneas.

El método propuesto considera la estimación de la distancia a la falla m en cada sección de línea analizada, a partir tanto de las ecuaciones en la fase fallada como en las demás fases. Esto permite calcular un conjunto de distancias a partir de las cuales se obtiene el error o la diferencia de las estimaciones.

Para el caso de la localización de una falla, la metodología propone un recorrido por todos los radiales equivalentes que tenga el sistema a analizar. Teniendo en cuenta lo anterior, en el análisis del radial r ($r=1,2,3,\dots,k$; donde k es el número total de radiales equivalentes),

las tensiones y corrientes de la sección del radial analizado, se obtienen mediante el uso de las medidas en la subestación y la aplicación de un barrido iterativo aguas abajo del radial analizado. Para llevar a cabo este procedimiento es necesario conocer la distribución de la carga del sistema.

Debido a que los sistemas de distribución de energía eléctrica son desequilibrados, la propuesta presentada en [MORA, 2009], considera el análisis en componentes de fase; partiendo de la impedancia de la línea entre los nodos N y N+1, y la impedancia de carga acumulada aguas abajo del nodo N+1 en el radial r analizado. Como se muestra en la figura 3.1. Las matrices de impedancias de línea y de carga están dadas por (3.1) y (3.2), respectivamente. V_N e I_N corresponden a la tensión y la corriente en el nodo inicial del tramo de línea analizado y se obtienen por medio de un barrido iterativo realizado desde la subestación.

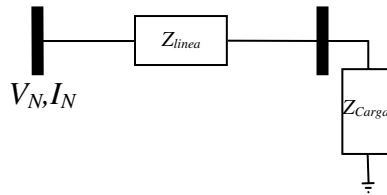


Figura 3.1. Sección de línea entre los nodos N y N+1, del radial r analizado.

$$Z_{linea} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

$$Z_{carga} = \begin{bmatrix} Z_{La} & Z_{Lab} & Z_{Lac} \\ Z_{Lba} & Z_{Lb} & Z_{Lbc} \\ Z_{Lca} & Z_{Lcb} & Z_{Lc} \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

El método clásico de la reactancia sólo tiene en cuenta las fases en falla y deja de lado el efecto de los acoples mutuos entre líneas y la información de las fases no falladas. En la propuesta realizada en [MORA, 2009], se consideran las tres fases y la carga en las fases no falladas. Además, para cada tipo de falla se presenta un desarrollo diferente. A continuación se realiza un análisis para cada tipo de falla.

3.1.1 Análisis para fallas monofásicas

De la figura 3.2, se obtiene una ecuación en términos de la distancia a la falla como se presenta en 3.3, 3.4 y 3.5.

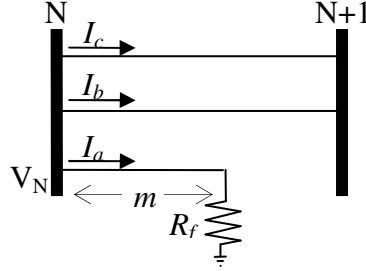


Figura 3.2. Equivalente trifásico para una falla en la fase a .

$$V_N = Z_{eq} I_N \quad (3.3)$$

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = Z_{eq} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

$$Z_{eq} = \begin{bmatrix} mZ_{aa} + R_f & mZ_{ab} & mZ_{ac} \\ mZ_{ba} & Z_{bb} + Z_{Lb} & Z_{bc} + Z_{Lbc} \\ mZ_{ca} & Z_{cb} + Z_{Lcb} & Z_{cc} + Z_{Lc} \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

En la ecuación 3.5, la carga se considera en las fases no falladas. A partir de la primera fila de (3.4), se obtiene la distancia de falla m como se presenta en (3.6).

$$m = \frac{\text{imag} \left(\frac{V_a}{I_a} \right)}{\text{imag} \left(Z_{aa} + Z_{ab} \frac{I_b}{I_a} + Z_{ac} \frac{I_c}{I_a} \right)} \quad (3.6)$$

Además, es posible obtener otras dos ecuaciones linealmente independientes de la ecuación compleja presentada en (3.4). También en las dos soluciones adicionales, sólo se tiene en cuenta la componente imaginaria, porque esta parte se mantiene relativamente constante con variaciones de R_f . Estas ecuaciones se presentan en (3.7) y (3.8) respectivamente.

$$m1 = \frac{\text{imag}\left(\frac{V_a - V_b + V_c}{I_a} + B \frac{I_b}{I_a} + C \frac{I_c}{I_a}\right)}{\text{imag}(Z_{aa} - Z_{ba} + Z_{ac} + A)} \quad (3.7)$$

$$m2 = \frac{\text{imag}\left(\frac{V_a + V_b - V_c}{I_a} - B \frac{I_b}{I_a} - C \frac{I_c}{I_a}\right)}{\text{imag}(Z_{aa} - Z_{ba} - Z_{ac} + A)} \quad (3.8)$$

Donde, A , B y C están dados por (3.9):

$$\begin{aligned} A &= Z_{ab} \frac{I_b}{I_a} + Z_{ac} \frac{I_c}{I_a} \\ B &= Z_{bb} + Z_{Lb} - Z_{cb} - Z_{cb} \\ C &= Z_{bc} + Z_{Lbc} - Z_{cc} - Z_{Lc} \end{aligned} \quad (3.9)$$

De acuerdo con la información presentada anteriormente, la ecuación más adecuada para estimar la distancia de falla es la presentada en (3.6), debido a que es calculada con parámetros y mediciones de las fases bajo falla.

Las ecuaciones (3.7) y (3.8) son aproximaciones de la distancia obtenida en (3.6). Estas expresiones consideran el comportamiento de las fases no falladas y mediciones trifásicas de tensión y corriente [MORA, 2009].

Usando las ecuaciones propuestas es posible determinar el radial en falla, ya que el comportamiento de las mediciones de las tres fases es único para cada radial, debido a las diferencias existentes en los parámetros de impedancia de carga o de línea en cada radial. Entonces, en el caso de fallas monofásicas es posible obtener tres expresiones diferentes para determinar la distancia a la falla (3.6, 3.7 y 3.8). Considerando lo anterior se define el error de múltiple estimación por medio de la expresión (3.10).

$$ErrorMultipleEstimacion_r = \frac{1}{n} \frac{\sum_{j=1}^n |m - m_j|}{m} \quad (3.10)$$

Donde n es el número de posibles distancias adicionales (en caso de fallas monofásicas, este número es 2) y r corresponde al radial analizado. El error de múltiple estimación calculado con (3.10) realiza una comparación, entre la distancia obtenida, con la expresión asociada a la fase fallada y las expresiones obtenidas a partir tanto de las fase falladas, como de las fases no falladas. A continuación, se obtiene que el radial en falla, es aquel que

presenta el error de múltiple estimación más bajo. El error en los radiales no fallados, es mayor que en el radial en falla, debido a que las mediciones en las fases no falladas reflejan el comportamiento del lateral bajo falla. En el caso de fallas bifásicas y trifásicas, el análisis es similar al presentado para fallas monofásicas [MORA, 2009].

Cabe resaltar que las estimaciones de la distancia a la falla m , idealmente deberían ser iguales entre sí, esto no ocurre debido a las aproximaciones que se realizan en el modelado del sistema, incertidumbres en la carga y errores en los equipos de medición.

3.1.2 Análisis para fallas bifásicas a tierra

Para la sección de línea entre los nodos N y N+1 como se presenta en el sistema de prueba propuesto en la figura 3.3. Es posible obtener las ecuaciones (3.11) y (3.12)

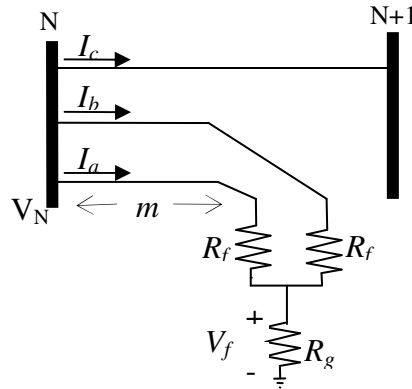


Figura 3.3. Equivalente trifásico para una falla bifásica a tierra, en las fases a y b .

$$\begin{bmatrix} V_a - V_f \\ V_b - V_f \\ V_c \end{bmatrix} = Z_{eq} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

$$Z_{eq} = \begin{bmatrix} mZ_{aa} + R_f & mZ_{ab} & mZ_{ac} \\ mZ_{ba} & mZ_{bb} + R_f & mZ_{bc} \\ mZ_{ca} & mZ_{cb} & Z_{cc} + Z_{Lc} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

A partir de las dos primeras filas de (3.11), las cuales corresponden a las fases falladas, se obtiene la distancia a la falla tal como se presenta en (3.13). Con una combinación de las tres filas de (3.11) es posible obtener otra estimación linealmente independiente como se muestra en (3.14).

$$m = \frac{\text{imag} \left(\frac{V_a - V_b}{I_a - I_b} \right)}{\text{imag} \left(\frac{DI_a + EI_b + FI_c}{I_a - I_b} \right)} \quad (3.13)$$

$$m1 = \frac{\text{imag} \left(\frac{V_a - V_b - V_c}{I_a - I_b} + (Z_{cc} + Z_{Lc}) \frac{I_c}{I_a - I_b} \right)}{\text{imag} \left(\frac{(D - Z_{ca})I_a + (E - Z_{cb})I_b + FI_c}{I_a - I_b} \right)} \quad (3.14)$$

Donde, D , E y F son constantes dadas por (3.15):

$$\begin{aligned} D &= Z_{aa} - Z_{ba} \\ E &= Z_{ab} - Z_{bb} \\ F &= Z_{ac} - Z_{bc} \end{aligned} \quad (3.15)$$

La distancia obtenida a partir de (3.14) se compara con la obtenida en (3.13) mediante el cálculo del error de múltiple estimación mostrado en (3.10). En este caso $n=1$. Al igual que en el caso de falla monofásica, el lateral que reporte el error más bajo, es el lateral en falla [MORA, 2009].

3.1.3 Análisis para fallas bifásicas

Al considerar el circuito equivalente tras la ocurrencia de una falla bifásica (figura 3.4), las ecuaciones obtenidas son las mismas que las que se presentan en el caso de fallas bifásicas a tierra (estos no dependen de R_g). Como resultado, (3.13) y (3.14) se utilizan en caso de fallas bifásicas [MORA, 2009].

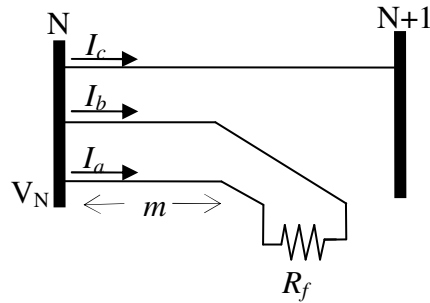


Figura 3.4. Equivalente trifásico para una falla bifásica en las fases a y b .

3.1.4 Análisis para fallas trifásicas

En el caso de una falla trifásica mediante el análisis de la Figura (3.5), es posible obtener (3.16) y (3.17) y resolviendo estas ecuaciones, se obtienen (3.18), (3.19) y (3.20).

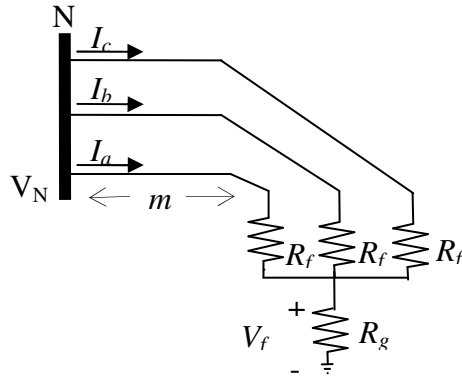


Figura 3.5. Circuito equivalente para una falla trifásica a tierra.

$$\begin{bmatrix} V_a - V_f \\ V_b - V_f \\ V_c - V_f \end{bmatrix} = Z_{eq} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

$$Z_{eq} = \begin{bmatrix} mZ_{aa} + R_f & mZ_{ab} & mZ_{ac} \\ mZ_{ba} & mZ_{bb} + R_f & mZ_{bc} \\ mZ_{ca} & mZ_{cb} & mZ_{cc} + R_f \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

$$m1 = \frac{\text{imag} \left(\frac{V_a - V_b}{I_a - I_b} \right)}{\text{imag} \left(\frac{DI_a + EI_b + FI_c}{I_a - I_b} \right)} \quad (3.18)$$

$$m2 = \frac{\text{imag} \left(\frac{V_b - V_c}{I_b - I_c} \right)}{\text{imag} \left(\frac{GI_a + HI_b + JI_c}{I_b - I_c} \right)} \quad (3.19)$$

$$(3.20)$$

$$m_3 = \frac{\text{imag} \left(\frac{V_c - V_a}{I_c - I_a} \right)}{\text{imag} \left(\frac{KI_a + LI_b + MI_c}{I_c - I_a} \right)}$$

Donde las constantes G , H , J , K , L y M están dadas por (3.21):

$$\begin{aligned} G &= Z_{ba} - Z_{ca} \\ H &= Z_{bb} - Z_{cb} \\ J &= Z_{bc} - Z_{cc} \\ K &= Z_{ca} - Z_{aa} \\ L &= Z_{cb} - Z_{ab} \\ M &= Z_{cc} - Z_{ac} \end{aligned} \tag{3.21}$$

Debido a que en este caso todas las fases están en falla, la forma de obtener una estimación de la distancia a la falla que contenga información de todas las fases se realiza mediante un promedio, tal como se muestra en (3.22). Para determinar el lateral fallado como se propuso previamente, el error es calculado utilizando (3.10), en este caso $n=3$.

$$m = \frac{1}{3}(m_1 + m_2 + m_3) \tag{3.22}$$

La aplicación del algoritmo descrito en [MORA, 2009], tiene como criterio de cambio de sección de línea analizada la estimación de m . Sin importar el tipo de falla, si m es mayor a la longitud del tramo analizado, entonces se considera un fallo externo a esta sección. En este caso se aplica el algoritmo de nuevo, pero se actualizan todos los datos de tensiones y corrientes para el extremo inicial del siguiente tramo de línea, teniendo en cuenta las cargas intermedias, efectos de admitancia paralelo, impedancia serie de la línea y laterales equivalentes que pueda contener el radial analizado. Si no es posible encontrar una distancia menor a la longitud del tramo, ni siquiera en el último tramo del radial analizado, simplemente se concluye que la falla no pudo ocurrir en dicho lateral. Se realiza este mismo proceso en todos radiales equivalentes del circuito de distribución analizado.

Con la metodología presentada anteriormente, se enfrenta el problema de la múltiple estimación de los MBM. Es importante aclarar que esta metodología es la que se propone en [MORA, 2009] y es detallada en esta sección, ya que con base en esta se desarrolla este proyecto de grado.

3.2 Método de localización de fallas que considera el efecto de la corriente de carga en las fases falladas

Como se observó anteriormente, la metodología propuesta en [MORA, 2009] no considera la corriente de carga en las fases falladas. Para determinarla, en este proyecto se considera el método descrito en [SALIM, 2009].

La corriente por la falla se calcula mediante un proceso iterativo que parte de tres incógnitas, la tensión en el nodo de falla, la resistencia de falla, y la distancia en por unidad a la falla desde el extremo inicial del tramo de línea. La primera aproximación que se realiza en el tramo de línea analizado, es suponer la corriente de carga como la corriente en estado pre-falla, de allí se realiza un proceso iterativo para mejorar la estimación de la distancia a la falla, hasta que la diferencia en el resultado de una iteración respecto a la otra sea menor a una tolerancia.

A continuación se presentan los análisis para fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas.

3.2.1 Análisis para fallas monofásicas

Considerando el tramo de línea de la figura 3.6, y realizando un análisis circuital es posible obtener (3.23):

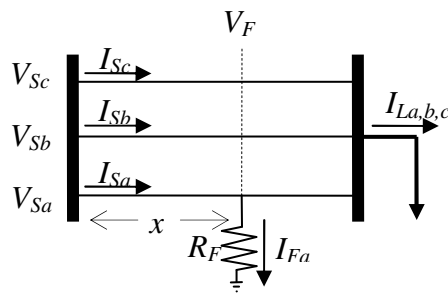


Figura 3.6. Circuito equivalente para una falla monofásica a tierra en la fase a , considerando la corriente de carga en la fase fallada.

$$\begin{bmatrix} x \\ R_f \end{bmatrix} = \frac{1}{M_{1m} I_{Fmi} - M_{2m} I_{Fmr}} \begin{bmatrix} I_{Fmi} & -I_{Fmr} \\ -M_{2m} & M_{1m} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{Smr} \\ V_{Smi} \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

Donde, M_{1m} y M_{2m} están dadas por (3.24) y (3.25)

$$M_{1m} = \sum_k (Z_{mk_r} I_{S_{kr}} - Z_{mk_i} I_{S_{ki}}) \quad (3.24)$$

$$M_{2m} = \sum_k (Z_{mk_r} I_{S_{ki}} - Z_{mk_i} I_{S_{kr}}) \quad (3.25)$$

Los subíndices r e i representan las partes real e imaginaria de cada variable. Las demás variables corresponden a:

m : Subíndice dado por la fase fallada (a , b ó c).

V_{S_m} : Tensión en la fase m del nodo de envío del tramo de línea analizado.

x : Distancia en metros al punto de falla.

I_{F_m} : Corriente que circula por el elemento fallador.

k : Subíndice que hace referencia a una fase (a , b ó c).

Z_{mk} : Impedancia entre las fases m y k .

I_{S_m} : Corriente de envío en la fase m .

Con base en el análisis anterior el algoritmo de localización sigue los siguientes pasos:

- 1) Inicialmente se asume la corriente de caga I_{L_m} como la corriente de pre-falla
- 2) De la figura 3.6 se calcula la corriente que circula por el elemento fallador (3.26)

$$I_{F_m} = I_{S_m} - I_{L_m} \quad (3.26)$$

- 3) Se realiza la primera estimación de x utilizando las ecuaciones (3.23) a (3.25)

4) Con la información proporcionada por esta primera estimación se calcula la tensión en el nodo de falla, empleando (3.27).

$$\begin{bmatrix} V_{Fa} \\ V_{Fb} \\ V_{Fc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{Sa} \\ V_{Sb} \\ V_{Sc} \end{bmatrix} - x \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{Sa} \\ I_{Sb} \\ I_{Sc} \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

5) La corriente de carga (I_{L_m}) es calculada teniendo en cuenta la tensión en el nodo de falla, la impedancia de línea y las cargas aguas abajo del nodo de falla como se muestra en (3.28) y (3.29).

$$Y_{pq} = \left[(1 - x)Z_{pq} + Z_{L_{pq}} \right]^{-1} \quad (3.28)$$

$$I_{L_m} = \begin{bmatrix} Y_{ma} & Y_{mb} & Y_{mc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{Fa} \\ V_{Fb} \\ V_{Fc} \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

Donde Z_{pq} es la impedancia mutua o propia entre las fases p y q , $Z_{L_{pq}}$ es la impedancia de carga mutua o propia entre las fases p y q .

Dependiendo del tipo de falla analizada, varían los términos de la matriz Y_{pq} utilizados para el cálculo de la corriente de carga en las fases falladas. En el caso de una falla monofásica, se utiliza la fila de la matriz correspondiente a la fase en falla y se calcula la corriente de carga por esta fase. De igual manera si la falla es bifásica, se utilizan las dos filas correspondientes a las fases en falla y se encuentran las dos corrientes de carga por estas fases falladas. Finalmente se realiza la misma analogía para una falla trifásica, utilizando todos los términos de la matriz Y_{pq} para este caso.

6) Finalmente se observa si x converge mediante el uso de (3.30)

$$x(\alpha) - x(\alpha - 1) < \delta \quad (3.30)$$

Donde δ corresponde a una tolerancia predefinida, y α al número de iteraciones del proceso.

7) Si x converge, el proceso se detiene correspondiendo este valor a la estimación de distancia a la falla para el radial analizado, de lo contrario se retorna al paso 2. [SALIM, 2009]

De igual manera que la metodología aplicada en [MORA, 2009], la inclusión del algoritmo descrito en [SALIM, 2009], tiene como criterio de cambio de tramo de línea analizado, la primera estimación de x . Si ésta es mayor a la longitud del tramo analizado, entonces se

considera un fallo externo a esta sección. En este caso se aplica el algoritmo de nuevo, pero se actualizan, todos los datos de tensión y corriente para el nuevo tramo de línea, teniendo en cuenta las cargas intermedias, efectos de admitancia paralelo, impedancia serie de la línea y laterales equivalentes que pueda contener el radial analizado.

3.2.2 Análisis para fallas bifásicas a tierra

De la figura 3.7 con un análisis similar al que se realizó para una falla monofásica, es posible llegar a la expresión matricial que se muestra en (3.31).

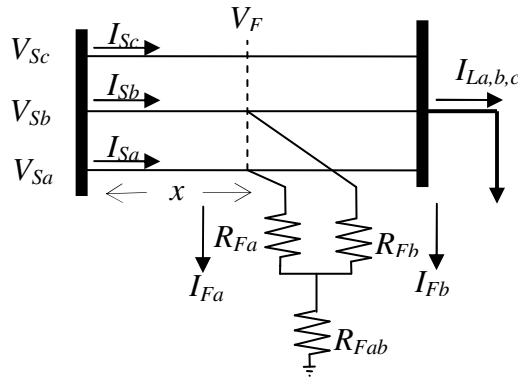


Figura 3.7. Equivalente trifásico para una falla entre las fases a , b y tierra, considerando la corriente de carga.

$$\begin{bmatrix} x \\ R_{fm} \\ R_{fn} \\ R_{fmn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M_{1m} & I_{Fmr} & 0 & I_{Fmr} + I_{Fnr} \\ M_{2m} & I_{Fmi} & 0 & I_{Fmi} + I_{Fni} \\ M_{1n} & 0 & I_{Fnr} & I_{Fmr} + I_{Fnr} \\ M_{2n} & 0 & I_{ni} & I_{Fmi} + I_{Fni} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} V_{S_{mr}} \\ V_{S_{mi}} \\ V_{S_{nr}} \\ V_{S_{ni}} \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

La expresión (3.31) es general y considera una falla bifásica a tierra entre las fases m y n . Donde, M_{1m} , M_{2m} , M_{1n} y M_{2n} están definidas en (3.24) y (3.25) respectivamente. Es importante aclarar que M_{1n} y M_{2n} se obtienen realizando la analogía con lo deducido en (3.24) y (3.25), ya que estas son expresiones generales para cualquier fase en falla.

3.2.3 Análisis para fallas bifásicas

De la figura 3.8 con un análisis similar al que se realizó para una falla bifásica a tierra, es posible llegar a la expresión matricial que se muestra en (3.32).

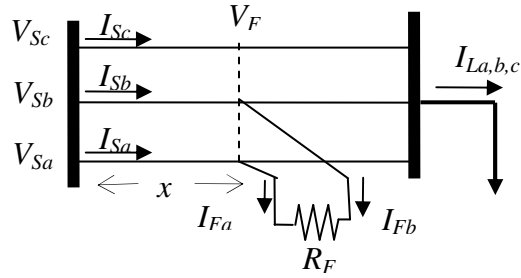


Figura 3.8. Equivalente trifásico para una falla en las fases a y b , considerando la corriente de carga.

$$\begin{bmatrix} x \\ R_f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M_3 & I_{Fmr} \\ M_4 & I_{Fmi} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} V_{S_{mr}} - V_{S_{nr}} \\ V_{S_{mi}} - V_{S_{ni}} \end{bmatrix} \quad (3.32)$$

Donde,

$$M_3 = \sum_k [(Z_{mk_r} - Z_{nk_r})I_{S_{kr}} - (Z_{mk_i} - Z_{nk_r})I_{S_{ki}}] \quad (3.33)$$

$$M_4 = \sum_k [(Z_{mk_r} - Z_{nk_r})I_{S_{ki}} + (Z_{mk_i} - Z_{nk_r})I_{S_{kr}}] \quad (3.34)$$

3.2.4 Análisis para fallas trifásicas

A partir de la figura 3.9 con análisis similares a los desarrollados en los numerales anteriores, es posible obtener la expresión (3.35) que permite calcular la distancia a la falla.

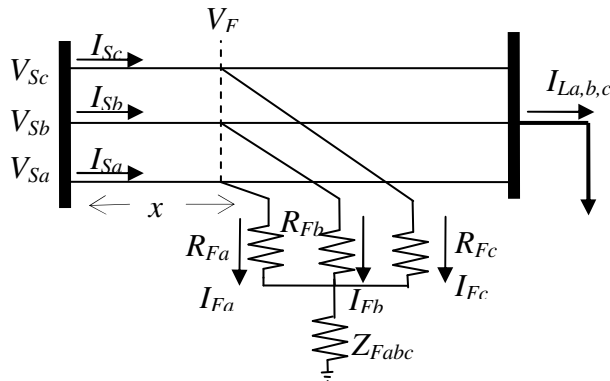


Figura 3.9. Equivalente trifásico para una falla trifásica, considerando la corriente de carga.

$$\begin{bmatrix} x \\ R_{fa} \\ R_{fb} \\ R_{fc} \\ R_{fabc} \\ X_{fabc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M_{1a} & I_{Far} & 0 & 0 & I_{3\phi_r} & -I_{3\phi_i} \\ M_{2a} & I_{Fai} & 0 & 0 & I_{3\phi_i} & I_{3\phi_r} \\ M_{1b} & 0 & I_{Fbr} & 0 & I_{3\phi_r} & -I_{3\phi_i} \\ M_{2b} & 0 & I_{Fbi} & 0 & I_{3\phi_i} & I_{3\phi_r} \\ M_{1c} & 0 & 0 & I_{Fcr} & I_{3\phi_r} & -I_{3\phi_i} \\ M_{1c} & 0 & 0 & I_{Fci} & I_{3\phi_i} & I_{3\phi_r} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} V_{Sar} \\ V_{Sai} \\ V_{Sbr} \\ V_{Sbi} \\ V_{Scr} \\ V_{Sci} \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

Donde $I_{3\phi}$ y Z_{Fabc} están dadas por (3.36) y (3.37) respectivamente.

$$I_{3\phi} = I_{Fa} + I_{Fb} + I_{Fc} \quad (3.36)$$

$$Z_{Fabc} = R_{fabc} + X_{fabc} \quad (3.37)$$

M_{1m} y M_{2m} están definidos en (3.24) y (3.25) respectivamente, destacando que m es el subíndice dado por las fases falladas (a , b y c).

Cabe resaltar que para encontrar la distancia a la falla se realiza el procedimiento iterativo descrito en los pasos del 1 al 7 de la sección 3.2.1, realizando las respectivas analogías [SALIM, 2009].

De igual manera es importante señalar que ante la ocurrencia de una falla sólida de cualquier tipo, aunque se considere la corriente de carga en las fases falladas, esta no tendrá ninguna influencia ya que es cero porque toda la corriente fluye por la falla. En cambio si la falla no es sólida, el método toma relevancia, ya que parte de la corriente va a la carga en las fases que se encuentren bajo falla.

3.3 Método de localización considerando la corriente de carga en fases falladas con la metodología de eliminación de la múltiple estimación.

En las secciones anteriores se presentaron dos metodologías para localizar fallas en sistemas de distribución. Una metodología propone dar solución al problema de la múltiple estimación y la otra incluye en su análisis la corriente de carga asociada a las fases falladas.

La propuesta en éste trabajo no muestra un acople de la metodología con algún método de localización más robusto, sino que realiza un complemento al método de la reactancia incluyendo la corriente de carga, mejorando la robustez de la metodología por medio del cálculo de la corriente de carga como se propone en [SALIM, 2009].

Como se describe en [MORA, 2009], la propuesta en este proyecto de grado considera la estimación de la distancia a la falla m en la sección de línea analizada, a partir de las ecuaciones en la fase o las fases falladas, como en las demás fases. Esto permite calcular un conjunto de distancias a partir de las cuales se obtiene el error o la diferencia de las estimaciones.

De igual manera se realiza el recorrido por todos los radiales equivalentes del sistema analizado y un barrido iterativo tramo a tramo de línea, como se menciona la sección 3.1. Además, es importante resaltar que la impedancia de carga es calculada como el cociente entre la tensión y la corriente de la subestación en prefalla, y por lo tanto, se asume que la carga está conectada en estrella como se muestra en (3.38).

$$Z_{Carga} = \begin{bmatrix} \frac{V_{Pa}}{I_{Pa}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{V_{Pb}}{I_{Pb}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{V_{Pc}}{I_{Pc}} \end{bmatrix} \quad (3.38)$$

V_{P_k} : Tensión de prefalla asociada a la fase a , b ó c .

I_{P_k} : Corriente de prefalla asociada a la fase a , b ó c .

Como se muestra en la figura 3.10, mediante un barrido iterativo tramo a tramo de línea del radial, como se indicó en la sección 3.1, se recorren los diferentes radiales equivalentes del sistema teniendo en cuenta, las cagas intermedias, el efecto de la admitancia paralelo, impedancia serie de la línea y laterales equivalentes que pueda contener el radial analizado. El criterio empleado para realizar un cambio de tramo de línea esta dado por el cálculo de la distancia a la falla.

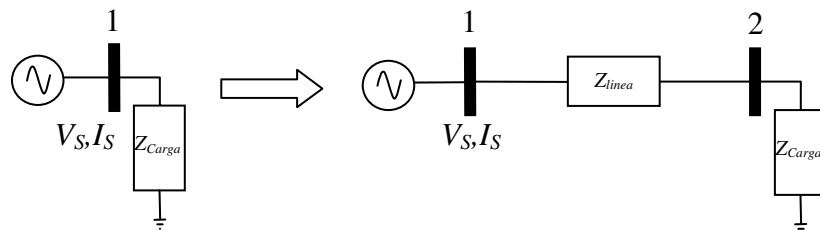


Figura 3.10. Equivalente trifásico para dar inicio al recorrido de un radial del sistema.

En este proyecto de grado se tiene en cuenta lo propuesto en [MORA, 2009], además de la corriente de carga en las fases falladas, dado el caso que la falla no sea solida. A continuación se muestra el análisis desarrollado para cada tipo de falla:

3.3.1 Análisis para fallas monofásicas

Considerando el segmento de línea presentado en la Figura 3.11, se puede obtener (3.39), realizando un análisis similar al de las metodologías descritas en las secciones anteriores.

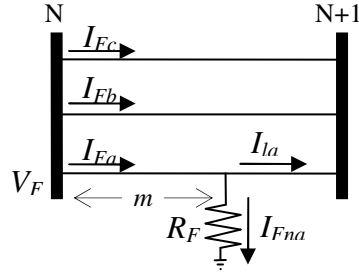


Figura 3.11. Equivalente trifásico para una falla a tierra en la fase a , considerando la corriente de carga.

$$\begin{bmatrix} V_{Fa} \\ V_{Fb} \\ V_{Fc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} mZ_{aa} & mZ_{ab} & mZ_{ac} \\ mZ_{ba} & Z_{bb} + Z_{Lb} & Z_{bc} + Z_{Lbc} \\ mZ_{ca} & Z_{cb} + Z_{Lcb} & Z_{cc} + Z_{Lc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{Fa} \\ I_{Fb} \\ I_{Fc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_f & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{Fna} \\ I_{Fnb} \\ I_{Fnc} \end{bmatrix} \quad (3.39)$$

Donde:

V_F : Tensión de falla en nodo inicial del tramo analizado

I_F : Corriente de falla entre el nodo inicial y el nodo de falla.

I_{Fn} : Corriente por el elemento en falla.

m : Distancia a la falla por unidad de longitud.

Es importante resaltar que si la falla es solida $I_F = I_{Fn}$. Esto puede demostrarse fácilmente ya que una falla solida hace que toda la corriente de las líneas falladas, circule por el elemento de falla, sin que haya flujo de corriente hacia la carga.

I_{Fn} se calcula con el método propuesto en [SALIM, 2009], descrito en la sección 3.2.1 para una falla monofásica. De igual forma este método determina si la falla se encuentra en el tramo analizado o este debe actualizarse, ya que por resultados y pruebas previas se observa que como localizador presenta una mayor robustez.

En (3.39), la carga se considera en las fases no falladas. Además se considera la corriente de carga en la fase fallada haciendo que se presente mayor robustez con respecto al método de la reactancia clásica. A partir de la primera fila de (3.39), se obtiene la distancia a la falla m como se presenta en (3.40).

$$m = \frac{\text{imag}\left(\frac{V_{Fa}}{I_{Fn_a}}\right)}{\text{imag}\left(\frac{Z_{aa}+Z_{ab}I_b+Z_{ac}I_c}{I_{Fn_a}}\right)} \quad (3.40)$$

Adicionalmente, es posible obtener otras dos ecuaciones de la ecuación compleja presentada en (3.39). Las dos posibles soluciones adicionales, sólo tienen en cuenta la componente imaginaria, porque esta parte se mantiene relativamente constante con variaciones de R_f . Estas ecuaciones se presentan en (3.41) y (3.42).

$$m1 = \frac{\text{imag}\left(\frac{V_{Fa}-V_{Fb}+V_{Fc}+BI_{Fb}+CI_{Fc}}{I_{Fn_a}}\right)}{\text{imag}\left(\frac{Z_{aa}I_{Fa}}{I_{Fn_a}} - Z_{ba} + Z_{ac} + \frac{A}{I_{Fn_a}}\right)} \quad (3.41)$$

$$m2 = \frac{\text{imag}\left(\frac{V_{Fa}+V_{Fb}-V_{Fc}-BI_{Fb}-CI_{Fc}}{I_{Fn_a}}\right)}{\text{imag}\left(\frac{Z_{aa}I_{Fa}}{I_{Fn_a}} + Z_{ba} - Z_{ac} + \frac{A}{I_{Fn_a}}\right)} \quad (3.42)$$

Donde A , B y C están dados por (3.43):

$$\begin{aligned} A &= Z_{ab}I_{Fb} + Z_{ac}I_{Fc} \\ B &= Z_{bb} + Z_{Lb} - Z_{cb} - Z_{cb} \\ C &= Z_{bc} + Z_{Lbc} - Z_{cc} - Z_{Lc} \end{aligned} \quad (3.43)$$

Adicionalmente, en el caso de fallas monofásicas es posible obtener tres expresiones diferentes para determinar la distancia a la falla (3.41, 3.42 y 3.43). Con lo cual es posible calcular el error de múltiple estimación dado por la expresión (3.10).

Similar a lo planteado en la sección 3.1.1, el error calculado usando (3.10) realiza una comparación entre la distancia obtenida, con la expresión asociada a la fase fallada considerando la corriente de carga y a las expresiones obtenidas a partir de las fases no falladas. A continuación, se obtiene que el lateral en falla, es aquel que presenta el error de múltiple estimación menor. En el caso de fallas bifásicas y trifásicas, el análisis es similar al presentado para fallas monofásicas.

3.3.2 Análisis para fallas bifásicas a tierra

Para la sección de línea entre los nodos N y N+1 que se muestra en la Figura 3.12 es posible obtener (3.44).

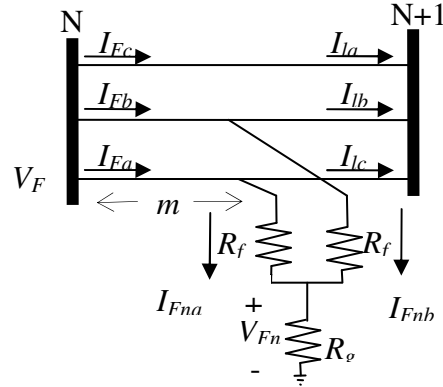


Figura 3.12. Equivalente trifásico para una falla bifásica a tierra en las fases *a* y *b*, considerando la corriente de carga.

$$\begin{bmatrix} V_{Fa} - V_{Fn} \\ V_{Fb} - V_{Fn} \\ V_{Fc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} mZ_{aa} & mZ_{ab} & mZ_{ac} \\ mZ_{ba} & mZ_{bb} & mZ_{bc} \\ mZ_{ca} & mZ_{cb} & Z_{cc} + Z_{Lc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{Fa} \\ I_{Fb} \\ I_{Fc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_f & 0 & 0 \\ 0 & R_f & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{Fna} \\ I_{Fnb} \\ I_{Fnc} \end{bmatrix} \quad (3.44)$$

V_{fn} : Tensión en el nodo de falla.

De manera similar I_{Fn} es calculada con el método descrito en la sección 3.2.2, como se indica para una falla bifásica a tierra. También este método determina si la falla se encuentra en el tramo analizado.

A partir de las dos primeras filas de (3.44), las cuales corresponden a las fases falladas, se obtiene la distancia a la falla tal como se presenta en (3.45). Con la combinación de las tres filas de (3.44) es posible obtener otra estimación linealmente independiente como se muestra en (3.46).

$$m = \frac{\text{imag} \left(\frac{V_{Fa} - V_{Fb}}{I_{Fna} - I_{Fnb}} \right)}{\text{imag} \left(\frac{DI_{Fa} + EI_{Fb} + FI_{Fc}}{I_{Fna} - I_{Fnb}} \right)} \quad (3.45)$$

$$m1 = \frac{\text{imag} \left(\frac{V_{F_a} - V_{F_b} - V_{F_c} + (Z_{cc} + Z_{Lc}) I_{F_c}}{I_{Fna} - I_{Fnb}} \right)}{\text{imag} \left(\frac{(D - Z_{ca}) I_{F_a} + (E - Z_{cb}) I_{F_b} + F I_{F_c}}{I_{Fna} - I_{Fnb}} \right)} \quad (3.46)$$

Donde, D, E y F son constantes dadas por (3.47):

$$\begin{aligned} D &= Z_{aa} - Z_{ba} \\ E &= Z_{ab} - Z_{bb} \\ F &= Z_{ac} - Z_{bc} \end{aligned} \quad (3.47)$$

La distancia obtenida a partir de (3.45) se compara con la obtenida en (3.46) mediante el cálculo del error de múltiple estimación mostrado en (3.10). En este caso $n=1$. Al igual que en el caso de falla monofásica, el lateral que reporte el error más bajo, es el lateral en falla.

3.3.3 Análisis para fallas bifásicas

Al considerar el circuito equivalente tras la ocurrencia de una falla bifásica como se muestra en la figura 3.13, las ecuaciones obtenidas son las mismas que las que se presentan en el caso de falla bifásica a tierra (estas no dependen de R_g). Como resultado, (3.45) y (3.46) se utilizan en caso de fallas bifásicas.

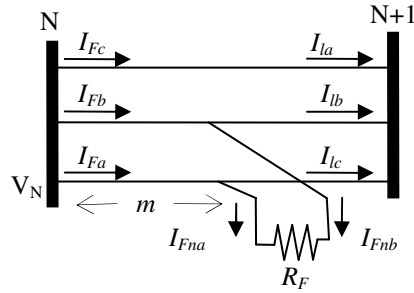


Figura 3.13. Equivalente trifásico para una falla bifásica a tierra en las fases a y b , considerando la corriente de carga.

Es importante resaltar que el cálculo de las corrientes I_{F_n} varían para una falla bifásica o bifásica a tierra según el análisis propuesto en el método descrito en la sección 3.2.2 y 3.2.3. Por lo tanto se debe identificar cual de las dos fallas ocurre a la hora de estimar la corriente de carga, para calcular finalmente (3.10) y eliminar la múltiple estimación como se especifica en la sección 3.1.1.

3.3.4 Análisis para fallas trifásicas

En el caso de una falla trifásica mediante el análisis de la figura 3.14. Es posible obtener (3.48)

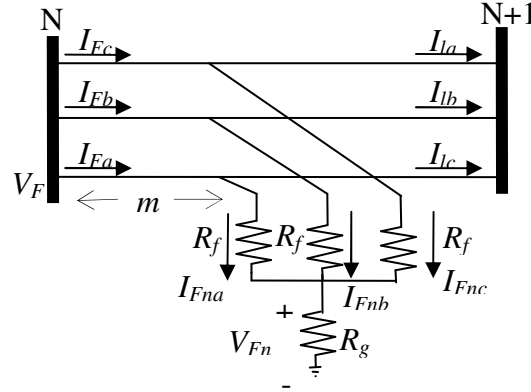


Figura 3.14. Equivalente trifásico para una falla trifásica, considerando la corriente de carga.

$$\begin{bmatrix} V_{Fa} - V_{Fn} \\ V_{Fb} - V_{Fn} \\ V_{Fc} - V_{Fn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} mZ_{aa} & mZ_{ab} & mZ_{ac} \\ mZ_{ba} & mZ_{bb} & mZ_{bc} \\ mZ_{ca} & mZ_{cb} & mZ_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{Fa} \\ I_{Fb} \\ I_{Fc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_f & 0 & 0 \\ 0 & R_f & 0 \\ 0 & 0 & R_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{Fna} \\ I_{Fnb} \\ I_{Fnc} \end{bmatrix} \quad (3.48)$$

A partir de (3.48), se pueden obtener tres ecuaciones linealmente independientes para el cálculo de m , las cuales tienen en cuenta la corriente de carga ante la falla como se muestra a continuación.

$$m1 = \frac{\text{imag} \left(\frac{V_{Fa} - V_{Fb}}{I_{Fna} - I_{Fnb}} \right)}{\text{imag} \left(\frac{DI_{Fa} + EI_{Fb} + FI_{Fc}}{I_{Fna} - I_{Fnb}} \right)} \quad (3.49)$$

$$m2 = \frac{\text{imag} \left(\frac{V_{Fb} - V_{Fc}}{I_{Fnb} - I_{Fnc}} \right)}{\text{imag} \left(\frac{GI_{Fa} + HI_{Fb} + JI_{Fc}}{I_{Fnb} - I_{Fnc}} \right)} \quad (3.50)$$

Donde G, H, J, K, L y M están dadas por (3.52)

$$\begin{aligned}
 G &= Z_{ba} - Z_{ca} \\
 H &= Z_{bb} - Z_{cb} \\
 J &= Z_{bc} - Z_{cc} \\
 K &= Z_{ca} - Z_{aa} \\
 L &= Z_{cb} - Z_{ab} \\
 M &= Z_{cc} - Z_{ac}
 \end{aligned}
 \tag{3.52}$$

En este caso m es obtenida como el promedio de las tres estimaciones como se muestra en (3.53). Debido a que la metodología utiliza información de las fases no falladas para calcular las múltiples estimaciones de la distancia a la falla, y en este caso todas las fases se encuentran en falla.

$$m = \frac{1}{3}(m1 + m2 + m3)
 \tag{3.53}$$

Para determinar el lateral fallado como se propuso previamente, se calcula el error de múltiple estimación propuesto en (3.10), en este caso $n=3$.

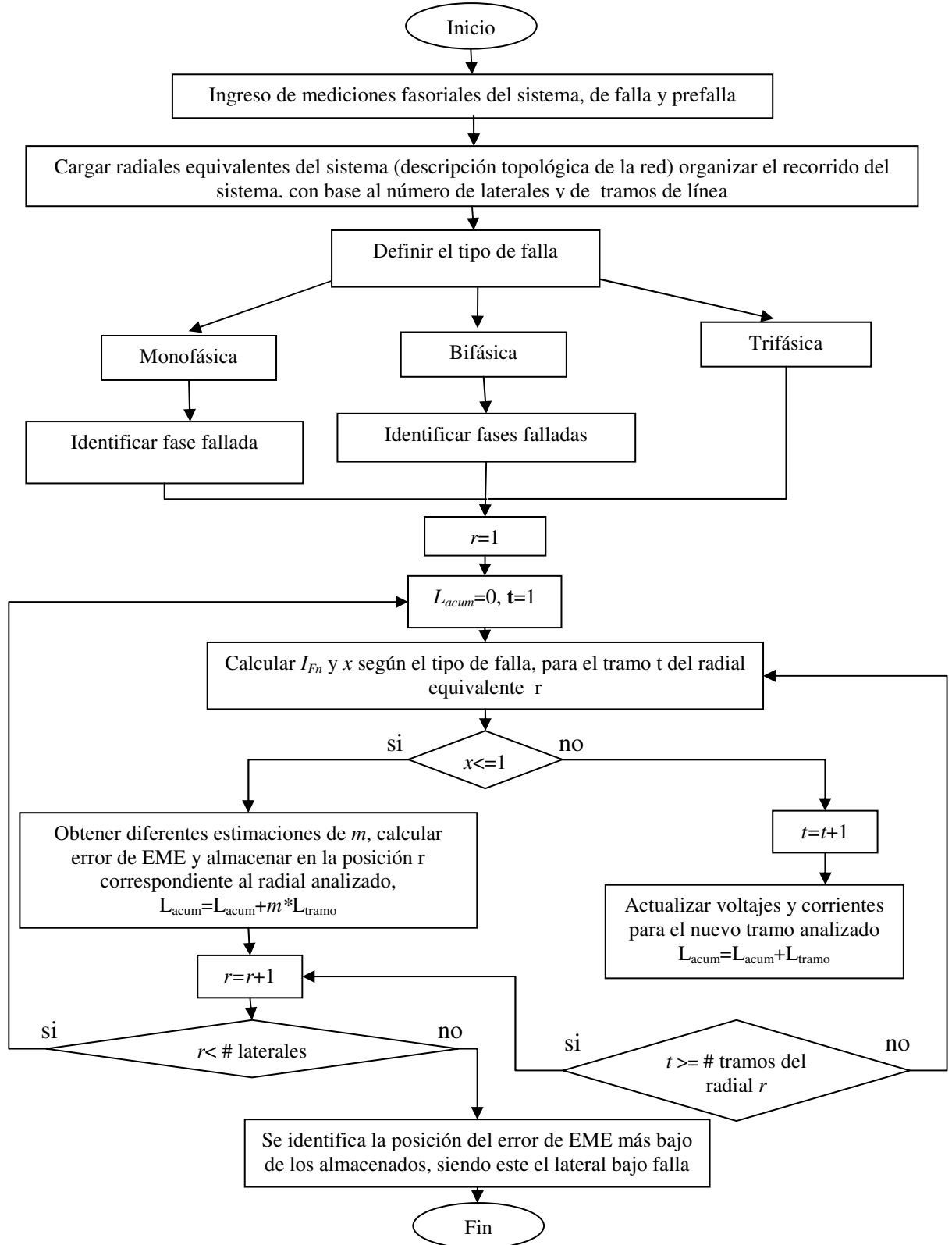
Es importante resaltar que de igual manera las corrientes I_{Fn} son calculadas como se propone en la sección 3.2.4. Para este caso es indiferente el cálculo para una falla trifásica o trifásica a tierra.

Como se observa la propuesta realizada en este proyecto de grado se centra en involucrar la corriente de carga para cualquier escenario de falla, haciendo que la metodología de la múltiple estimación trabaje de la mano con el método propuesto en [SALIM, 2009], obteniendo así un mejor desempeño del MBM.

Resaltando que la sección bajo falla es determinada de acuerdo al valor de x , calculada con el método propuesto en [SALIM, 2009], este valor habla de en cual fracción en por unidad de la sección se encuentra la falla. Después de haber identificado lo anterior se calculan las múltiples estimaciones de la distancia a la falla como se muestra en las sección 3.3 según el tipo de falla.

Para todos los métodos y metodologías descritas anteriormente, el desarrollo de algoritmos para identificar el tipo de falla está más allá del alcance de este proyecto, sólo el problema localización de fallas es analizado, y el tipo de falla se considera como una variable conocida.

3.4 Diagrama de flujo del algoritmo empleado por la metodología propuesta



4 Aplicación de la metodología propuesta

4.1 Introducción

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos al aplicar la metodología propuesta en el capítulo 3, como una solución al problema de la múltiple estimación.

Adicionalmente se analiza el comportamiento de la metodología propuesta en diferentes circuitos de distribución con diversos escenarios de falla.

4.2 Descripción del sistema de prueba y escenarios

4.2.1 Descripción del sistema de prueba 1

El primer sistema (Sistema de prueba 1) seleccionado para la validación de la propuesta realizada en el capítulo 3 de este proyecto, se presenta en la figura 4.1. Se utiliza para probar la metodología de eliminación de la múltiple estimación en un sistema con laterales similares; los datos para la elaboración de este circuito de distribución fueron tomados del sistema IEEE 34 nodos, el cual es obtenido de los "test feeders" del "Distribution System Analysis Subcommittee" del "Institute Electrical and Electronics Engineers". El sistema de prueba opera a una tensión de 24,9 kV.

El sistema de prueba 1, presenta los mismos tipos de líneas en los laterales uno y tres y la misma carga en los laterales dos y tres; siendo el lateral uno corresponde al superior, el dos el del medio y el tres corresponde el inferior de la figura. La *Zlinea* del lateral 1 pertenece a la configuración 300, de 1 kilometro de longitud, *Zload* del primer lateral, pertenece a la carga en el nodo 860, *Zlinea* del lateral 2 corresponde a la configuración 301 de 1 kilometro y la carga al final del lateral dos es la carga del nodo 830.

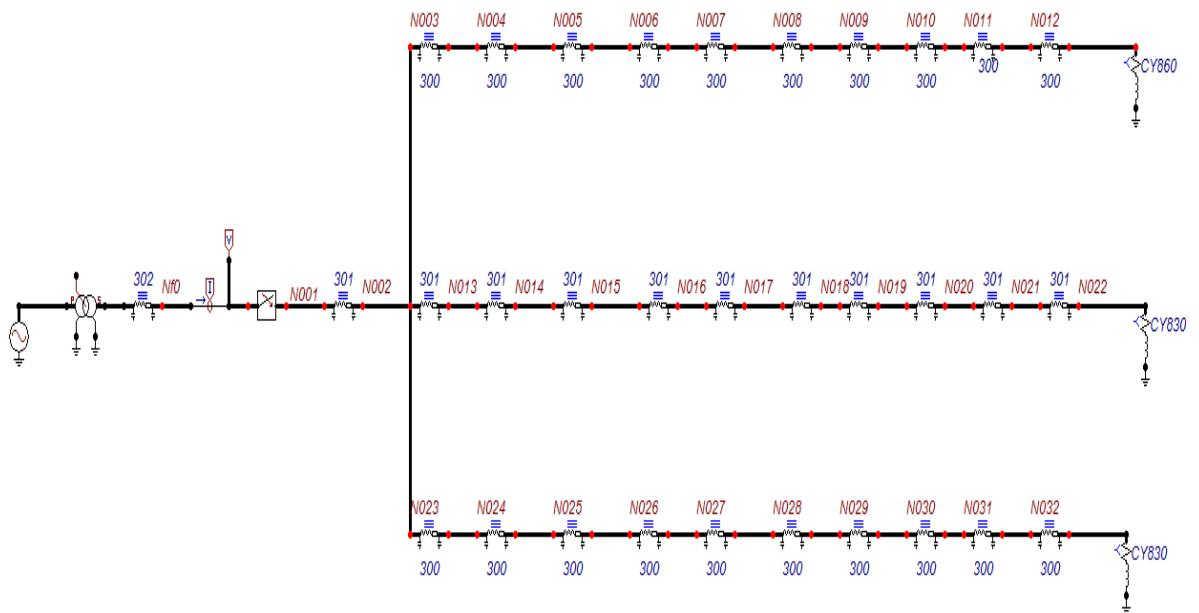


Figura 4.1. Sistema de prueba de laterales similares (Sistema de prueba 1).

4.2.2 Descripción del sistema de prueba 2

El segundo sistema de prueba propuesto (Sistema de prueba 2), se muestra en la figura 4.2. Este sistema corresponde a un circuito real de una empresa de distribución. En comparación con el sistema de prueba 1, tiene mayor cantidad de nodos y laterales más largos, posee tramos de líneas aéreas con diferentes configuraciones, diferentes espaciados entre conductores y diferentes alturas con respecto al suelo. El sistema de prueba 2 posee cargas desequilibradas ubicadas a lo largo del sistema.

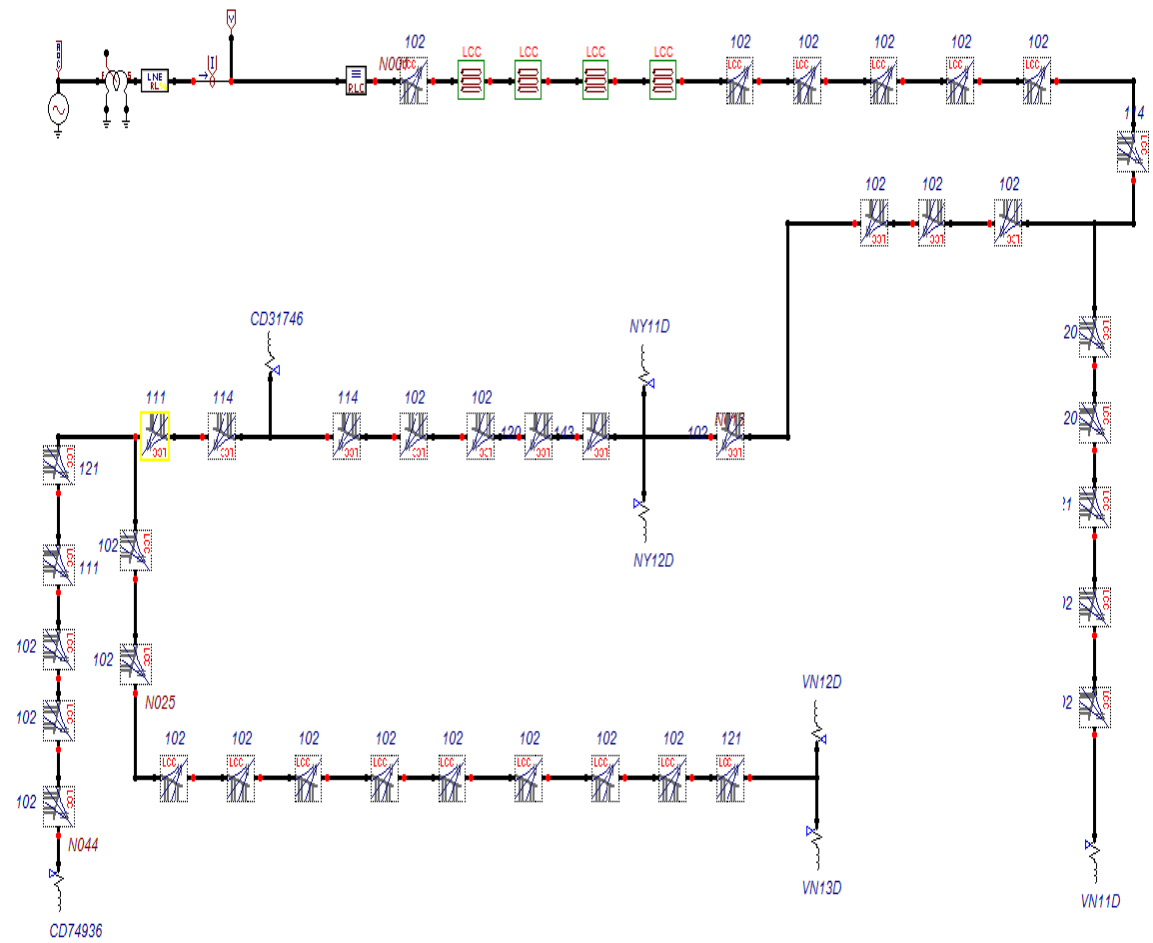


Figura 4.2. Circuito real de empresa de distribución (Sistema de prueba 2).

La principal característica de las configuraciones mostradas en las figuras 4.1 y 4.2, es que ambas presentan rasgos naturales de sistemas de distribución radiales con los que cuentan la mayoría de empresas de distribución de energía eléctrica, con radiales parecidos, cargas desequilibradas, mediciones únicamente en la subestación. Rasgos como estos hacen que eliminar el problema de la múltiple estimación sea difícil.

Ambos sistemas son modelados en el software ATPDraw, con el cual se simulaban fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas, sobre un rango de resistencias de falla de 0Ω a 40Ω , [CROZ, 1999].

4.2.3 Descripción del sistema de prueba 3

El último de los sistemas de prueba fue tomado de los circuitos de distribución disponibles en el grupo de investigación en calidad y estabilidad de energía ICE³ de la Universidad Tecnológica de Pereira. El motivo por el cual se escogió este sistema fue poner a prueba el comportamiento de la metodología propuesta ante la presencia de laterales monofásicos.

Debido a lo anterior en este sistema no se realizan las mismas pruebas que se realizan a los sistemas de prueba 1 y 2, ya que en este se busca observar la tendencia que tiene la metodología ante la aparición de laterales no trifásicos en el circuito de distribución.

Para este sistema se realizaron pruebas con una única resistencia de falla de 10Ω en algunos nodos de los laterales monofásicos, simulando fallas con el propósito de observar como se comportaba la metodología y como era el error de múltiple estimación en estos laterales.

Este sistema es mostrado en la figura 4.3. Este sistema posee 5 laterales, dos de ellos monofásicos en las fases *a* y *b*, cargas intermedias y en los nodos finales.

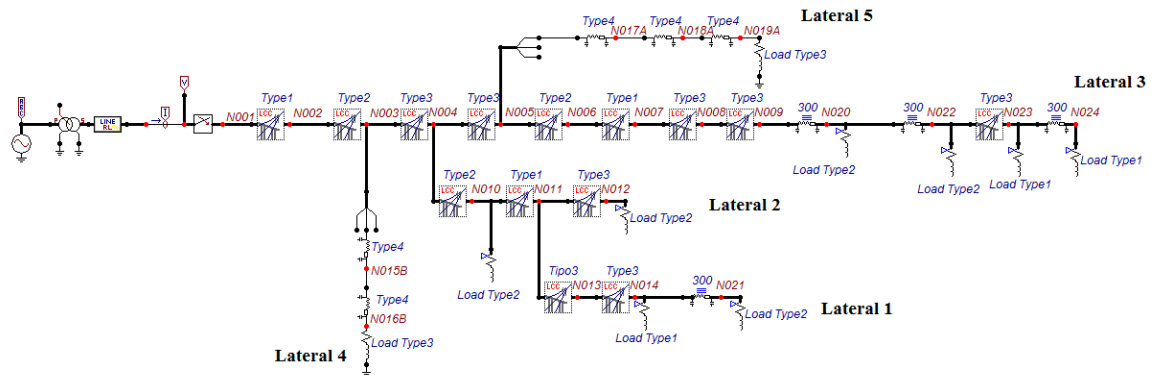


Figura 4.3. Circuito de distribución con laterales monofásicos (Sistema de prueba 3).

4.3 Variación de carga

Comúnmente en los sistemas de distribución la información existente sobre los parámetros circuitales no es totalmente confiable. Esto ocurre por errores en las medidas entre las estructuras, la consideración o no de la flecha para la determinación de la longitud y altura de los conductores, la dificultad para la medición de parámetros de las líneas, la gran incertidumbre que se tiene sobre la carga, entre otras. La incertidumbre sobre la carga del

sistema es el factor más influyente en la localización precisa de la falla, por tal razón es importante hacer un análisis en el comportamiento de los localizadores de fallas que considere los cambios en el comportamiento de la carga y/o posibles errores en la determinación de la misma haciendo variaciones en la magnitud de la carga en los circuitos de distribución.

Para realizar el análisis ante variación de carga, se definieron dos escenarios en los cuales la carga toma un valor por fuera del nominal, cada escenario es representado por un circuito modificado a partir de un circuito original. Para obtener diferentes escenarios se realiza lo siguiente: inicialmente se obtiene la información de las impedancias de carga y líneas de cada radial equivalente, con los valores nominales del circuito de distribución. Posteriormente se simulan fallas en varios nodos del circuito cambiando el valor de todas las impedancias de las cargas en igual proporción.

El primer escenario consiste en aumentar toda la carga en 150 %, lo que es dividir todas las impedancias de las cargas del circuito entre 1,5. El segundo escenario se obtiene disminuyendo en 60% la carga del circuito, dividiendo el valor de todas las impedancias de las cargas entre 0,6. Cabe señalar que estos escenarios no simulan el comportamiento real de los sistemas de distribución pero son importantes para determinar que tan robustos son los localizadores de fallas implementados ante diferentes variaciones de carga,

Es importante resaltar que con las variaciones anteriormente descritas no se modifica el ángulo de la impedancia de carga del circuito, por tanto no se ve afectado el factor de potencia del mismo.

4.4 Resultados obtenidos

Las tablas 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5 y 4.6 muestran el comportamiento comparativo entre la metodología propuesta y la metodología planteada en [MORA, 2009], para cada tipo de falla ante diferentes resistencias de falla. Además del comportamiento para diferentes variaciones de la carga. Es decir, se prueba el funcionamiento de la metodología ante variaciones de la carga no reportada en la subestación, realizando los cálculos y ejecutando el algoritmo siempre con el valor nominal de la carga; evento de común ocurrencia en la mayor parte de los circuitos de distribución, debido a la sobrecarga o descarga de los transformadores de los usuarios, ya sea residenciales, industriales o comerciales de su capacidad nominal.

4.4.1 Resultados obtenidos para el sistema de prueba 1

Rf	Tipo de falla	Eficiencia en % metodología propuesta en [MORA, 2009]			Eficiencia en % metodología propuesta		
		C. Nominal	Carga 150%	Carga 60%	C. Nominal	Carga 150%	Carga 60%
0	a t	85,1852	55,5556	40,7407	85,1852	55,5556	40,7407
	b t	81,4815	59,2593	37,0370	81,4815	59,2593	37,0370
	c t	62,9630	66,6667	37,0370	62,9630	66,6667	37,0370
	ab	51,8519	51,8519	37,0370	51,8519	51,8519	37,0370
	ab t	51,8519	81,4815	85,1852	62,9630	96,2963	96,2963
	abc	55,5556	48,1481	48,1481	55,5556	48,1481	48,1481
	abc t	55,5556	48,1481	48,1481	55,5556	48,1481	48,1481
10	a t	77,7778	55,5556	40,7407	77,7778	55,5556	40,7407
	b t	77,7778	59,2593	37,0370	77,7778	59,2593	40,7407
	c t	77,7778	66,6667	37,0370	77,7778	66,6667	37,0370
	ab	51,8519	51,8519	33,3333	59,2593	62,9630	33,3333
	ab t	40,7407	74,0741	25,9259	59,2593	88,8889	40,7407
	abc	51,8519	55,5556	48,1481	48,1481	48,1481	48,1481
	abc t	51,8519	55,5556	48,1481	48,1481	48,1481	48,1481
20	a t	59,2593	55,5556	40,7407	70,3704	18,5185	40,7407
	b t	59,2593	59,2593	37,0370	59,2593	18,5185	40,7407
	c t	55,5556	33,3333	33,3333	59,2593	18,5185	37,0370
	ab	51,8519	55,5556	33,3333	62,9630	22,2222	33,3333
	ab t	55,5556	81,4815	29,6296	66,6667	22,2222	44,4444
	abc	44,4444	3,7037	40,7407	77,7778	70,3704	48,1481
	abc t	44,4444	3,7037	40,7407	77,7778	70,3704	48,1481
40	a t	3,7037	0,0000	37,0370	55,5556	0,0000	40,7407
	b t	0,0000	0,0000	33,3333	55,5556	0,0000	40,7407
	c t	0,0000	0,0000	7,4074	44,4444	0,0000	37,0370
	ab	55,5556	3,7037	33,3333	55,5556	18,5185	33,3333
	ab t	55,5556	3,7037	29,6296	55,5556	18,5185	48,1481
	abc	18,5185	40,7407	33,3333	48,1481	48,1481	48,1481
	abc t	18,5185	40,7407	33,3333	48,1481	48,1481	48,1481
Prom		49.8677	43.2540	38.0952	62.1693	43.9153	43.6508

Tabla 4.1. Pruebas realizadas en el sistema de prueba 1.

Este sistema de prueba 1 contiene 33 barras de las cuales en 27 de ellas se simularon los siete tipos de fallas mencionados en la tabla 4.1, es decir en cada barraje se simularon siete tipos de fallas con cuatro resistencias de falla diferentes, con las variaciones de carga indicadas en la tabla 4.1. La eficiencia fue calculada como se muestra en la ecuación 4.1.

$$Eficiencia\ en\ \% = \frac{\text{número de fallas localizadas}}{\text{número de fallas simuladas}} * 100 \quad (4.1)$$

Para el caso de los resultados reportados en la tabla 4.1 la celda que contiene la información, para una falla sólida, tipo de falla a-t, y carga nominal. La eficiencia en % asociada a la metodología propuesta en [MORA, 2009] indica que de 27 fallas simuladas en los barrajes de este sistema el 85,1852% de las fallas fueron localizadas, en el lateral correcto y a una distancia con un margen de tolerancia bajo, del barraje en falla. Este margen de tolerancia es establecido entre el tramo anterior y posterior al nodo donde se simulo la falla.

Los promedios señalados en la última fila de cada tabla, corresponden a las eficiencias del desempeño de la metodología propuesta en [MORA, 2009] y en la metodología propuesta en este proyecto para cada escenario de variación de carga, ante diferentes tipos de falla.

Este sistema presenta una dificultad elevada a la hora de eliminar la múltiple estimación ya que sus laterales son muy parecidos, provocando que la falla sea estimada a las mismas distancias y los errores de múltiple estimación calculados en cada lateral sean muy parecidos. A pesar de esto la metodología presento un buen funcionamiento.

4.4.2 Resultados obtenidos para el sistema de prueba 2

El sistema de prueba 2 contiene 44 barras de las cuales, en 43 de ellas se simularon fallas, es decir, en cada barraje se realizaron siete tipos de falla con cuatro resistencias de falla diferentes, con variaciones de carga con respecto a el valor nominal, como se indica en la tabla 4.2.

Para el caso de los resultados reportados en la tabla 4.2. La celda que contiene la información, para una resistencia de falla sólida, tipo de falla a-t, y carga nominal, la eficiencia sin la propuesta, indica que de 43 fallas simuladas en los barrajes de este sistema el 74,4186% de las fallas fueron localizadas, en el lateral correcto y a una distancia con un margen de tolerancia bajo del barraje en falla.

A pesar de que el sistema de prueba 2 es un circuito real, el cual contiene mayor carga, y a su vez mayor desequilibrio, la cual es una característica intrínseca de los sistemas de distribución, se nota que la metodología propuesta muestra una tendencia de mejora ante el incremento de la resistencia de falla.

De igual manera es importante señalar que la metodología propuesta no se ve afectada ante diferentes configuraciones entre los tramos de línea, sin importar que estos sean de cualquier tipo, desde que se especifique y sea modelada de manera adecuada la impedancia de línea.

Cabe resaltar que este sistema de distribución presenta mayores desbalances entre fases y existen varios tramos de línea que pertenecen a varios laterales a la vez, esto favorece la eliminación de la múltiple estimación, por las características circuitales que presentan

dichos tramos, esto puede verificarse con una inspección visual del circuito de distribución mostrado en la figura 4.2.

		Eficiencia en % metodología propuesta en [MORA, 2009]			Eficiencia en % metodología propuesta		
Rf	Tipo de falla	C. Nominal	Carga 150%	Carga 60%	C. Nominal	Carga 150%	Carga 60%
0	a t	74,4186	88,3721	90,6977	74,4186	90,6977	88,3721
	b t	88,3721	90,6977	86,0465	88,3721	90,6977	86,0465
	c t	86,0465	93,0233	83,7209	86,0465	93,0233	83,7209
	ab	90,6977	88,3721	83,7209	86,0465	88,3721	79,0698
	ab t	93,0233	90,6977	86,0465	93,0233	90,6977	83,7209
	abc	100,0000	100,0000	93,0233	100,0000	100,0000	93,0233
	abc t	100,0000	100,0000	93,0233	100,0000	100,0000	93,0233
10	a t	76,7442	55,8140	79,0698	48,8372	37,2093	74,4186
	b t	88,3721	55,8140	65,1163	53,4884	44,1860	65,1163
	c t	76,7442	65,1163	72,0930	51,1628	39,5349	69,7674
	ab	86,0465	76,7442	86,0465	62,7907	69,7674	65,1163
	ab t	83,7209	74,4186	86,0465	90,6977	95,3488	69,7674
	abc	25,5814	37,2093	55,8140	93,0233	88,3721	69,7674
	abc t	32,5581	44,1860	65,1163	93,0233	88,3721	69,7674
20	a t	65,1163	62,7907	79,0698	34,8837	11,6279	46,5116
	b t	74,4186	62,7907	69,7674	37,2093	13,9535	46,5116
	c t	76,7442	62,7907	81,3953	34,8837	16,2791	46,5116
	ab	44,1860	30,2326	81,3953	65,1163	76,7442	65,1163
	ab t	44,1860	34,8837	81,3953	88,3721	83,7209	65,1163
	abc	4,6512	4,6512	4,6512	100,0000	88,3721	67,4419
	abc t	4,6512	4,6512	4,6512	100,0000	88,3721	67,4419
40	a t	23,2558	20,9302	34,8837	30,2326	4,6512	4,6512
	b t	20,9302	11,6279	30,2326	34,8837	4,6512	4,6512
	c t	18,6047	11,6279	30,2326	30,2326	4,6512	6,9767
	ab	27,9070	0,0000	6,9767	62,7907	81,3953	72,0930
	ab t	27,9070	0,0000	6,9767	88,3721	79,0698	65,1163
	abc	4,6512	4,6512	4,6512	100,0000	65,1163	65,1163
	abc t	4,6512	4,6512	4,6512	100,0000	65,1163	65,1163
Prom		55,1495	49,1694	58,8040	72,4252	64,2857	63,5382

Tabla 4.2. Pruebas realizadas en el sistema de prueba 2.

4.4.3 Resultados obtenidos para el sistema de prueba 3

Para el sistema de prueba 3 se simularon siete tipos de fallas en las barras 18 y 16 con una resistencia de falla de 10Ω. Los resultados obtenidos por la metodología propuesta se presenta en las tablas que van desde la 4.3 a la 4.6 para cada barraje ante un tipo de falla monofásica en las fase *a* o *b*, según el lateral en falla. El lateral 5 es monofásico en la fase

a, corresponde al lateral de la parte superior del circuito, el cual se desprende del nodo 5. El lateral 4 es monofásico en la fase *b* y se desprende del nodo 3 del circuito de prueba 3.

En las tablas 4.3 a 4.6, las siglas *Inf* determinan que el algoritmo no encontró la falla en ningún tramo del radial analizado.

Lateral	Fracción del tramo bajo falla	Error de múltiple estimación en %	Nodo inicial tramo en falla	Nodo final tramo en falla	Distancia en km a la falla
1	Inf	Inf	Inf	Inf	Inf
2	0,300786691	0,552687107	13	14	31,5039335
3	0,290808087	0,519332614	7	8	31,4540404
4	Inf	Inf	Inf	Inf	Inf
5	1,013002743	3,087905954	17	18	30,065014

Tabla 4.3. Resultados obtenidos por la metodología propuesta en [MORA, 2009] ante una falla monofásica en la fase *a* de 10Ω , en el nodo 18.

Lateral	Fracción del tramo bajo falla	Error de múltiple estimación en %	Nodo inicial tramo en falla	Nodo final tramo en falla	Distancia en km a la falla
1	Inf	Inf	Inf	Inf	Inf
2	0,137570564	1,188180941	13	14	30,6878528
3	0,115729067	1,247547266	7	8	30,5786453
4	Inf	Inf	Inf	Inf	Inf
5	1,007806386	3,08904443	17	18	30,039032

Tabla 4.4. Resultados obtenidos por la metodología propuesta en este proyecto ante una falla monofásica en la fase *a* de 10Ω , en el nodo 18.

Lateral	Fracción del tramo bajo falla	Error de múltiple estimación en %	Nodo inicial tramo en falla	Nodo final tramo en falla	Distancia en km a la falla
1	0,374982928	0,300623792	10	11	21,2498976
2	0,374982928	0,300623792	10	11	21,2498976
3	0,33581311	0,647006124	5	6	21,3432524
4	0,9977063	8,95446111	15	16	19,988531
5	Inf	Inf	Inf	Inf	Inf

Tabla 4.5. Resultados obtenidos por la metodología propuesta en [MORA, 2009] ante una falla monofásica en la fase *b* de 10Ω , en el nodo 16.

Lateral	Fracción del tramo bajo falla	Error de múltiple estimación en %	Nodo inicial tramo en falla	Nodo final tramo en falla	Distancia en km a la falla
1	0,274019578	0,413270681	10	11	20,6441175
2	0,274019578	0,413270681	10	11	20,6441175
3	0,166099943	1,316012133	5	6	20,6643998
4	0,991787054	9,01945511	15	16	19,958935
5	Inf	Inf	Inf	Inf	Inf

Tabla 4.6. Resultados obtenidos por la metodología propuesta en este proyecto ante una falla monofásica en la fase *b* de 10Ω , en el nodo 16.

Para este caso se observa que ambas metodologías propuestas presentan inconvenientes para determinar el lateral en falla, ya que en los dos casos presentados el error de múltiple estimación no fue el menor en los laterales asociados a los nodos fallados. Lo anterior se indica en las celdas resaltadas de las tablas 4.3, 4.4, 4.5 y 4.6. El porqué de este comportamiento se analizara en las secciones próximas del documento. Además, se simularon fallas en otros nodos de los laterales monofásicos de los cuales solo se adjuntaron los resultados mostrados en las tablas que van desde la tabla 4.3 a la 4.6.

4.5 Comparación entre la metodología propuesta en [MORA, 2009] y la metodología propuesta

4.5.1 Comparación entre la metodología propuesta en [MORA, 2009] y la metodología propuesta en el sistema de prueba 1

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en la tabla 4.1 claramente se observa que la metodología propuesta en este proyecto de grado incrementa la eficiencia en la localización para los diferentes tipos de fallas planteados como escenarios de prueba. Se nota como era de esperarse que se presenta un comportamiento muy similar ante fallas solidas en las metodologías con y sin la propuesta que plantea este proyecto, sin importar la variación en la carga. Cuando la impedancia de falla aumenta es donde interviene y hace su aporte la propuesta, debido a que esta considera el efecto de la corriente de carga, realizando así una mejor aproximación del lugar de la ocurrencia de la falla.

A pesar de la similitud en los laterales del sistema de prueba 1 se puede observar claramente que en un porcentaje importante de casos la propuesta realizada mejora la eficiencia de la metodología propuesta en [MORA, 2009].

4.5.2 Comparación entre la metodología propuesta en [MORA, 2009] y la metodología propuesta en el sistema de prueba 2

Al observar los resultados indicados en la tabla 4.2, se nota como la metodología propuesta en este proyecto, incrementa la eficiencia en la localización de los diferentes tipos de fallas planteados como escenarios de pruebas en este sistema de distribución real. Como en el caso anterior para el sistema de prueba 1, se presenta un comportamiento muy similar ante fallas solidas en las metodologías con y sin la propuesta que plantea este proyecto, sin importar la variación en la carga. Cuando en el escenario de falla la impedancia de falla aumenta es donde interviene y hace su aporte la propuesta realizada, debido a que se considera la corriente de carga.

En la mayoría de los casos en los escenarios propuestos para el sistema de prueba 2, que corresponde a un circuito de distribución real, la eficiencia de la metodología propuesta mejora con respecto a lo propuesto en [MORA, 2009].

En general en la tabla 4.2, se observa una eficiencia aceptable para la propuesta, obteniendo resultados acorde a lo planteado teóricamente. Es notable como la metodología propuesta mejora la localización y la eliminación de la múltiple estimación, ante el aumento de la resistencia de falla.

4.6 Características y tendencias del comportamiento de la metodología propuesta

Es posible describir y analizar el comportamiento de la propuesta realizada para el perfeccionamiento de la metodología de la eliminación de la múltiple estimación en sistemas de distribución con métodos basados en el modelo del sistema, mediante la observación de las eficiencias obtenidas por la propuesta, ante los diferentes escenarios de prueba planteados, (sistema de prueba 1, sistema de prueba 2 y sistema de prueba 3).

En las siguientes secciones se realiza una descripción y un análisis de resultados de la metodología propuesta para cada uno de los diferentes tipos de falla, aclarando que el comportamiento del método ante una falla bifásica $b-c$ ó $c-a$ o bifásica a tierra $b-c_t$ ó $c-a_t$ el comportamiento de la metodología propuesta en [MORA, 2009], y lo planteado en este proyecto es muy similar para los casos de falla monofásica que se muestran en las tablas 4.1 y 4.2.

Es importante señalar que el comportamiento de la metodología puede variar ante sistemas de distribución que contengan un número elevado de laterales monofásicos o bifásicos. En estos casos la localización y eliminación de la múltiple estimación de una falla monofásica o bifásica puede variar en eficiencia según las fases falladas.

Ambas metodologías muestran un mejor desempeño en sistemas de distribución que contenga en su mayoría laterales trifásicos, sin que tenga gran incidencia lo desequilibrados que estos estén.

Fue posible realizar el anterior análisis mediante el estudio del sistema de prueba mostrado en la figura 4.3, el cual contiene dos laterales monofásicos, y según los resultados de las tablas 4.3 a 4.6 la metodología presenta inconvenientes a la hora de eliminar la múltiple estimación para estos sistemas. En los dos casos evaluados el error mínimo de múltiple estimación, fue ubicado en laterales diferentes al que realmente está en falla.

Esto se debe principalmente a que la metodología aprovecha la información de las fases no falladas para eliminar la múltiple estimación, siendo posible determinar que el lateral en falla es aquel en donde el error es menor, pero en estos laterales no es posible aprovechar la información de las fases no falladas ya que estas no existen haciendo que el método pierda robustez.

4.6.1 Comportamiento de la metodología propuesta para fallas monofásicas

Como se observa en las tablas 4.1 y 4.2, la metodología propuesta en este documento para la eliminación de la múltiple estimación ante una falla monofásica, en la mayoría de los casos presenta un aporte significativo en la localización según los porcentajes de eficiencias de ambas tablas, siendo este más relevante a la hora de enfrentar escenarios de falla elementos con impedancia de falla mayores, situación que se esperaba de acuerdo al análisis realizado en los capítulos anteriores, obteniendo resultados satisfactorios para este tipo de fallas.

4.6.2 Comportamiento de la metodología propuesta para fallas bifásicas

De los resultados obtenidos puede observarse que la metodología propuesta para fallas bifásicas presentan resultados similares respecto a la metodología propuesta en [MORA, 2009].

La no mejora de la metodología se justifica con el retorno del flujo de potencia al que se ve sometida la red ante la ocurrencia de una falla de este tipo, haciendo que el cambio en la formulación teórica del método no ayude considerablemente a incrementar su eficiencia.

4.6.3 Comportamiento de la metodología propuesta para fallas bifásicas a tierra

Contrario al caso anterior, en varios escenarios de prueba la localización de fallas bifásicas a tierra presenta un mejor desempeño con respecto a la metodología propuesta en [MORA, 2009], atribuyendo esto de igual forma al flujo de potencia en estos sistemas radiales de distribución a la hora de una falla de este tipo. Para este caso la metodología propuesta mejora hasta en fallas sólidas respecto a la metodología ya planteada, notándose una mejora considerable en la eficiencia de la metodología propuesta respecto a la propuesta en [MORA, 2009].

4.6.4 Comportamiento de la metodología propuesta para fallas trifásicas y trifásicas a tierra

Para este escenario de prueba se obtienen los mejores resultados, alcanzando eficiencias del 100% para variaciones de resistencia de falla de 0 a 40 Ω , sin variación de carga. Es importante resaltar estos índices de eficiencia ya que comparados con la metodología existente se hace un aporte significativo a la eliminación de la múltiple estimación en sistemas de distribución. Este rasgo se atribuye principalmente, a que sin importar lo desequilibrado que este el circuito en condición de prefalla, ante la ocurrencia de una falla trifásica, este hace que las corrientes de las fases se equilibren, logrando que sea posible localizar el lateral en falla más fácilmente debido a que estas características favorecen el cálculo del error de múltiple estimación.

5 Conclusiones y recomendaciones

5.1 Conclusiones

La metodología propuesta en este proyecto de grado incrementa la eficiencia en la localización como era de esperarse, presentando un comportamiento muy similar ante fallas solidas con respecto a la metodología existente en la literatura. Pero cuando la impedancia de falla aumenta, es donde interviene y hace su aporte la propuesta realizada ya que la corriente de carga empieza a ser considerable.

Para un circuito el cual contenga laterales de naturaleza monofásica y/o bifásica como el mostrado en la figura 4.3, la metodología propuesta presenta dificultades a la hora de eliminar la múltiple estimación. Esto ocurre debido a que la metodología aprovecha la información tanto de las fases falladas como no falladas y ante el análisis de una falla en un lateral monofásico o bifásico no se tendría ésta información, y por ende no se producen resultados satisfactorios para este tipo de circuitos.

En la metodología propuesta, para fallas de naturaleza trifásica se obtienen los mejores resultados, alcanzando eficiencias hasta del 100% para variaciones de resistencia de falla entre 0 y 40 Ω , sin variación de carga a diferencia de lo propuesto en [MORA, 2009]. Este rasgo se atribuye principalmente, a que sin importar lo desequilibrado que este el circuito en condición de prefalla, ante la ocurrencia de una falla trifásica, este hace que las corrientes de las fases se equilibren, logrando que sea posible localizar el lateral en falla más fácilmente, debido a que estas características favorecen el cálculo del error de múltiple estimación, haciendo que este error sea menor en el lateral bajo falla.

En el caso de sistemas con laterales similares como el de la figura 4.1 se presentan dificultades para eliminar la múltiple estimación, provocando que la falla sea estimada a distancias equivalentes y los errores de múltiple estimación calculados en cada lateral sean muy parecidos. A pesar de lo anterior la metodología presentó una buena eficiencia.

En la tabla 4.2 se puede observar que para el circuito de la figura 4.2, se presenta que para fallas en condiciones de carga nominal, cuando se aplica la metodología propuesta en [MORA, 2009], mientras se incrementa la resistencia de falla la eficiencia empieza a disminuir considerablemente. A diferencia del comportamiento con la nueva propuesta donde la inclusión de la corriente de carga mitiga el error en la localización a la falla. En esta tabla también se puede notar que el método de la reactancia es muy sensible a variaciones de carga debido a que éste método es muy dependiente de el conocimiento de la topología de la red.

A pesar que los resultados obtenidos en la tablas 4.2, son producidos en pruebas sobre un circuito real de una empresa de distribución, el cual presenta un mayor desequilibrio en carga, la que es una característica intrínseca de los sistemas de distribución. Se nota que la metodología propuesta muestra una tendencia de mejora ante el incremento de la resistencia de falla. Se puede observar claramente que en la mayoría de casos de los escenarios propuestos la eficiencia de la propuesta mejora respecto a los resultados obtenidos con lo propuesto en [MORA, 2009].

Se concluye que la metodología propuesta en este proyecto de grado tiene un mejor desempeño cuando el circuito cuenta con diferencias marcadas entre los laterales que conforman el sistema, como que presenten mayor carga unos que otros y además que posean diferentes impedancias de línea, pues, esto facilita la comparación entre ellos y la obtención del error de múltiple estimación.

Para la metodología de eliminación de la múltiple estimación propuesta en [MORA, 2009], ocurre que no se considera la corriente de carga en las fases falladas, y por esto se puede evidenciar que las fallas con valores elevados de resistencia de falla, son las que tienen mayor error en la localización, debido a que entre mayor sea la resistencia de falla, es mas considerable la corriente de carga. Al elevarse el valor de la resistencia, la corriente por la falla se hace más pequeña, por consiguiente aumenta el error en el cálculo de la corriente que sigue hacia la carga, lo que conlleva a un error de precisión del método. La metodología propuesta en este proyecto se muestra como para las fallas en las que la resistencia de falla es diferente de cero, aumenta el rendimiento respecto a la metodología existente de manera considerable.

5.2 Recomendaciones

Se debe tener en cuenta que este tipo de métodos aprovecha la diferencia existente entre cada lateral del circuito de distribución para la eliminación de la múltiple estimación. Se recomienda sólo usar este método para circuitos en los cuales sus laterales no sean exactamente iguales. Debido a que en estos casos para el análisis de cada lateral el error de múltiple estimación calculado sería igual y la metodología no tendría forma de distinguir el lateral bajo falla, dado que éste se obtiene por comparaciones entre los errores calculados para cada uno de los laterales. Aunque cabe resaltar que es muy poco probable que se dé este caso para un circuito de distribución real.

Para la estimación de carga concentrada del sistema en la subestación, se recomienda emplear el cociente asociado a las medidas de tensión y corriente en prefalla, pues aunque ésta es una aproximación en la cual se estima la impedancia de carga como si esta estuviera conectada en estrella, hace que tenga ventajas frente a la localización de la falla, ya que por la incertidumbre de la carga se considera que es mejor no utilizar los valores nominales de la impedancia de cada carga y determinarla con la información real registrada en la

subestación. Esto se nota más cuando el sistema está operando en una condición de carga diferente a la nominal.

Se recomienda simular los circuitos de distribución en ATP, con un tiempo de muestreo de por lo menos 1×10^{-6} segundos, pues esto hace que las mediciones obtenidas sean más confiables debido a que entre mayor es el tiempo de muestreo la señal se reproduce con menos armónicos lo que hace que la localización de la falla sea más eficiente.

5.3 Trabajos futuros

Determinar las ecuaciones necesarias y probar ésta metodología mediante el uso de otro MBM mucho más robusto que el método basado en la reactancia, con el fin de obtener una metodología que trabaje mejor ante condiciones variables de carga y que no dependa tanto de los parámetros del sistema, sobre todo de la impedancia de carga.

Aplicar ésta metodología para circuitos de distribución que incluyan generación distribuida, debido a que ésta es la tendencia actual de los sistemas de distribución gracias a las fuentes de energía renovables. Además teniendo en cuenta que se tendrían más mediciones en la red, posiblemente se tendría una mejor eficiencia en la determinación del sitio de falla para este tipo de circuitos.

Considerar esta metodología usando no solo el modelo de impedancia constante de carga sino otros modelos de carga como potencia constante, corriente constante, y modelos híbridos debido a que en los circuitos de distribución hay tanto, cargas industriales, comerciales, como residenciales y estas se comportan de manera diferente entre sí.

Implementar la metodología propuesta en un entorno de redes inteligentes, ya que estas redes proporcionan una información en tiempo real de la carga del sistema. Lo cual da una mayor robustez y fidelidad al método propuesto, ya que para estos casos no se introduciría incertidumbre en los parámetros del sistema en el momento determinado de la ocurrencia de una falla.

BIBLIOGRAFÍA

[BEDO, 2012] Bedoya-Cadena, A., Mora-Flórez, J., Pérez-Londoño, S. “*Estrategia de reducción para la aplicación generalizada de localizadores de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica*”. Revista EIA, Volumen 17, 2012.

[BOLL, 1993] M. Bollen. “*Literature Search for reliability Data of Components in Electric Distribution Networks*”. The Eindhoven University of Technology Netherlands. August 1993.

[CAST, 2001] Castell, J. López “*Desarrollo e implementación de un software para la localización geográfica de fallas en circuitos de distribución*”. Proyecto de grado para obtener el título de ingeniero electricista. Universidad de la Salle. Bogotá 2001.

[CHIE, 2002] C. Chien; S Chen; Y.Lin; “*Using Bayesian Network for fault location on distribution feeder*” IEEE Transactions on Power Delivery Vol. 17, Issue 3, 2002 Page(s): 785-793.

[CREG, 1998] Resolución CREG-070 de 1998.

[CREG, 2000] Resolución CREG-096 de 2000.

[CROZ, 1999] C. Croizer, W. Wisdom, “*A power quality and reliability index based on customer interruption costs*” Power Engineering Review, IEEE. Vol 19, Issue 4, April 1999. Pages: 59 – 61.

[DAS, 1998] DAS, Ratan. “*Determining the locations of Faults in distribution systems*”. Doctoral Thesis University of Saskatchewan, Saskatoon, Canada, spring 1998.

[FRAN, 2007] J. Franca. “*Protección de sistemas de distribución*”. Páginas 7-21. Documento de conferencia. Bogotá 2007.

[GARC, 2008] García Osorio, Germán Darío. “*Modelamiento de zonas de resistividad de terreno y su influencia en la localización de fallas en sistemas de distribución*”. Programa de grado para obtener el título de ingeniero electricista. Universidad Tecnológica de Pereira.2007.

[GIRG, 1993] Girgis A., Fallon C., Lubkerman D. “*A fault location technique for rural distribution feeders*”. IEEE transactions on industry and applications. Vol 26 N.6 1993.

[HAR, 2007] H. Ramírez. “*Análisis comparativo de algunas teorías en el dominio de la frecuencia para la detección de distorsiones en sistemas eléctricos de potencia*”. Proyecto de grado para obtener el título de ingeniero electricista. Universidad Tecnológica de Pereira. 2007.

[HERR, 2013] Herrera Orozco, Andrés Ricardo. “*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*”. Programa de maestría en Ingeniería Eléctrica. Tesis de maestría, Universidad Tecnológica de Pereira, 2006.

[HUAN, 2002] S. Huang; “*Application of immune-based optimization method for fault-section in a distribution system*”. IEEE Transactions on Power delivery, Vol. 17, Issue 3, July 2002 Page(s):779-784.

[IEEE, 2004] IEEE *Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines*, IEEE Std 37.114, Power System Relaying Committee 2004.

[LIU, 2002] Y. Liu; N. Schulz, “*Knowledge-based system for distribution system outage location using comprehensive information*”. IEEE Transactions on Power Systems, Volume 17, Issue 2, May 2002 Page(s):451-456.

[MAHA, 2004] R. Mahanty; P. gupta; “*Application of RBF Neural network to fault classification and location y transmission lines*”. IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution,-Volume 151, Issue 2, 2 March 2004 Page(s): 201-212.

[MORA, 2006a] Mora Flórez, Juan José. “*Localización de faltas en sistemas de distribución de energía eléctrica usando métodos basados en el modelo y métodos basados en el conocimiento*”. Programa de doctorado en tecnologías de la información. Tesis Doctoral, Universidad de Girona,España, 2006.

[MORA, 2006b]. J. Mora, J. Meléndez, G. Carrillo “*Comparison between power distribution system fault location methods*”. Electric Power System Research. 2006 (Submitted paper).

[MORA, 2007] J. Mora, J. Meléndez, G. carrillo “*Método de localización de fallas en sistemas de distribución basado en gráficas de reactancia*”. Scientia et technica, año XIII, No 34. Páginas 49-54. Mayo 2007.

[MORA, 2009] G. Morales. J. Mora. H. Vargas. “*Elimination of Multiple Estimation for Fault Location in Radial Power Systems by Using Fundamental Single-End Measurements*”. IEEE Transactions on power delivery, Vol. 24, No. 3, 2009.

[NOVO, 1998] Damir Novosel; David Hart; Yi Hu; JormaMyllymaki.“*System for locating faults and estimating fault resistance in distribution networks with tapped loads*”. Nov 17 1998. US Patent number 5,839,093.

[SALIM, 2009] Salim, R.H., Resener, M., Filomena, A.D., Caino de Oliveira, K.R., Bretas, A.S.: ‘*Extended fault-location formulation for power distribution systems*’, IEEE Trans. Power Deliv., 2009, 24, (2), pp. 508–516.

[SRIN, 1989] K. Srinivasan and A. St-Jacques. “*A new faul location algorithm for radial transmission lines with loads*”. 1989, pp 1676-1682. IEEE transactions on power delivery.

[WARR, 1968] Warrington, A. R. and Van, C. “*Protectiverelays. Their theory and practice*”, Chapman and H. Ltd, Eds., vol. 1. 1968.

[ZHU, 1997] J. Zhu, D. Lubkerman and a Girgis.”Automated fault location and diagnosis on electric power distribution feeders”. IEEE transactions on power delivery.