



Estrategia generalizada para la aplicación de métodos de localización de fallas basados en la estimación de la impedancia o MBM

Andrés Fernando Bedoya Cadena

**Universidad Tecnológica De Pereira
Facultad de Ingenierías: Programa de Maestría en Ingeniería Eléctrica
Pereira, Febrero de 2013**



Estrategia generalizada para la aplicación de métodos de localización de fallas basados en la estimación de la impedancia o MBM

Andrés Fernando Bedoya Cadena

Tesis presentada como requisito para optar el título de: Magister en Ingeniería Eléctrica

Director: Ph.D. Juan José Mora Flórez

**Universidad Tecnológica De Pereira
Facultad de Ingenierías: Programa de Maestría en Ingeniería Eléctrica
Pereira, Febrero de 2013**

Nota de aceptación:

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

*Ingeniero electricista
Ph.D. Mauricio Granada
Jurado I*

*Ingeniero electricista
MSc. Ever Julián Correa Tapasco
Jurado II*

Pereira, Febrero de 2013

Dedicatoria

A Dios que siempre me ha acompañado en los momentos que más he necesitado

A mi mamá, Silvia Inés Cadena y mi papá Fernando Bedoya que siempre han estado cerca de mí brindándome su apoyo incondicional, recordándome cada día la importancia de realizar las labores encomendadas con amor y dedicación.

A mi hermanita Laura Cristina Bedoya por ser una gran amiga, escucharme, y brindarme su apoyo en momentos de dificultad.

A mi novia Silvana Elejalde, que me ha brindado su cariño y comprensión durante el tiempo que hemos compartido juntos.

Andrés Fernando Bedoya C.

Agradecimientos

Al ingeniero Ph.D. Juan José Mora Flórez, quien ha sido un gran amigo y orientador, durante la consecución del título de Magister en Ingeniería Eléctrica.

A todos los compañeros de maestría, en especial a los integrantes del grupo de investigación ICE³ por ser grandes amigos y colegas de trabajo, brindándome siempre su ayuda en los momentos que más lo necesite.

A los jurados por disponer algo de su tiempo para evaluar esta tesis.

A todas las personas que de una u otra forma me colaboraron en el desarrollo de esta tesis.

Muchas gracias

Andrés Fernando Bedoya C.

Tabla de contenido

1.	Introducción	9
1.1.	Motivación	9
1.2.	Definición del problema.....	10
1.3.	Objetivos del proyecto	11
1.3.1.	Objetivo general	11
1.3.2.	Objetivos específicos.....	11
1.4.	Propuesta de solución de la problemática abordada.....	12
1.5.	Aportes de la tesis	14
1.5.1.	Artículos en revistas indexadas	14
1.5.2.	Ponencias en congresos internacionales	14
1.5.3.	Proyectos desarrollados.....	15
1.5.4.	Proyectos en los que se participó	15
1.6.	Estructura del documento.....	15
2.	Aspectos Teóricos	17
2.1.	Introducción	17
2.2.	Descripción de algunos métodos de localización de fallas en sistemas de distribución basados en el modelo eléctrico (MBM)	17
2.2.1.	Método de la componente reactiva de falla.....	17
2.2.2.	Método propuesto por Novosel et al.	18
2.2.3.	Método propuesto por Aggarwal et al.....	20
2.2.4.	Método propuesto por Choi et al.....	21
2.3.	Retos para aplicar metodologías de localización de fallas en sistemas de distribución reales	22
2.4.	Aspectos teóricos del ATP (Alternative Transients Program)	23
2.5.	Aspectos teóricos XML (Extensible Markup Language).....	25
2.5.1.	Ventajas del XML	26
2.5.2.	XML Schema (xsd).....	26
2.5.3.	Ejemplo XML y XML Schema	27
2.6.	Manejo de cargas a partir del análisis matricial	27

2.7.	Generalidades de los algoritmos genéticos	29
2.7.1.	Conceptos básicos de los algoritmos genéticos.....	30
2.7.2.	Algoritmo genético básico	30
2.7.3.	Algoritmo genético de Chu-Beasley	31
3.	Metodología propuesta.....	33
3.1.	Introducción	33
3.2.	Metodología propuesta para la reducción de circuitos de distribución	33
3.2.1.	Admitancia equivalente de un circuito.....	33
3.2.2.	Descripción de la metodología generalizada de reducción de sistemas de distribución ramificados a radiales equivalentes.....	35
3.2.3.	Interface gráfica de la herramienta de reducción de sistemas de distribución ramificados a radiales equivalentes.....	43
3.2.4.	Evaluación preliminar de la metodología generalizada de reducción de sistemas de distribución ramificados a radiales equivalentes.....	44
3.3.	Herramienta de simulación automática de fallas modificada.....	49
3.3.1.	Reseña histórica acerca del simulador automático de fallas.....	49
3.3.2.	Descripción de la herramienta de simulación automática de fallas.....	50
3.3.3.	Mejoras realizadas a la herramienta de simulación automática de fallas para obtener medidas en todos los nodos del sistema	52
3.4.	Técnica propuesta para la localización de fallas en sistemas de distribución basada en la estimación de la impedancia	57
3.4.1.	Análisis para fallas monofásicas a tierra	57
3.4.2.	Análisis para fallas bifásicas	59
3.4.3.	Análisis para fallas trifásicas.....	61
3.4.4.	Algoritmo propuesto para la aplicación generalizada de la técnica de localización de fallas.	62
3.5.	Estrategia propuesta para mejorar el desempeño de la técnica de localización de fallas (MBM), involucrando medidas de tensiones y corrientes adicionales a las de la subestación.	67
3.6.	Aplicación del algoritmo genético de Chu-Beasley en la ubicación óptima de medidores de tensiones y corrientes para la localización de fallas.....	69
3.6.1.	Modelo matemático del problema de optimización	70
3.6.2.	Codificación del problema	70
3.6.3.	Descripción del Algoritmo genético de Chu-Beasley	71
4.	Aplicación de la metodología propuesta	74

4.1.	Sistemas de prueba.....	74
4.1.1.	Sistema IEEE 34 nodos.....	74
4.1.2.	Sistema IEEE 123 nodos.....	75
4.2.	Descripción de las pruebas realizadas a la técnica de localización de fallas propuesta	76
4.3.	Pruebas realizadas a la técnica de localización de fallas en el sistema IEEE de 34 nodos	77
4.3.1.	Resultados obtenidos ante condición nominal de carga.....	77
4.3.2.	Resultados obtenidos ante variación aleatoria de la carga entre 40 y 60% de la condición nominal.....	79
4.3.3.	Resultados obtenidos ante variación aleatoria de la carga entre 150 y 200% de la condición nominal.....	81
4.4.	Pruebas realizadas a la técnica de localización de fallas en el sistema IEEE de 123 nodos	84
4.4.1.	Resultados obtenidos ante condición nominal de carga.....	84
4.4.2.	Resultados obtenidos ante variación aleatoria de la carga entre 40 y 60% de la condición nominal.....	86
4.4.3.	Resultados obtenidos ante variación aleatoria de la carga entre 150 y 200% de la condición nominal.....	88
4.5.	Pruebas ubicación óptima de medidores de tensión y corriente.....	90
4.5.1.	Descripción del indicador global de desempeño (<i>ErrorABS_{prom}MaxRadial</i>).....	90
4.5.2.	Pruebas ubicación óptima de conjuntos de medidores adicionales al de la subestación en circuito IEEE de 34 nodos.....	91
4.5.3.	Pruebas ubicación óptima de conjuntos de medidores adicionales al de la subestación en circuito IEEE de 123 nodos.....	106
5.	Conclusiones y trabajos futuros.....	114
5.1.	Conclusiones.....	114
5.2.	Trabajos futuros.....	115
6.	Bibliografía.....	117
7.	Anexos.....	120

Capítulo 1

1. Introducción

1.1. Motivación

Durante los últimos años, la calidad de la energía eléctrica se ha convertido en un tema de amplia investigación, debido al interés que poseen los operadores de red en esta temática. Este interés se ha motivado por las regulaciones impuestas y las penalizaciones que implica el hecho de no brindar una calidad con estándares mínimos. Entre los aspectos más importantes de la calidad se tiene en cuenta la forma de onda y la continuidad del servicio [DUG, 2004]; éste último es el aspecto principal con el cual está relacionada esta investigación. La importancia de estos aspectos reside en la normatividad establecida por los entes reguladores del sector eléctrico en los diferentes países, como es la Comisión Reguladora de Energía y Gas CREG para el caso de Colombia.

A nivel mundial los índices mayormente difundidos, para evaluar la continuidad del suministro de energía eléctrica son el SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) y el SAIDI (System Average Interruption Duration Index) [BILL, 1984]. El primero relaciona la frecuencia promedio de interrupciones y el segundo, la duración promedio de interrupciones en el sistema. En Colombia, inicialmente la calidad del servicio fue cuantificada con dos indicadores: el DES (Duración Equivalente de interrupciones de Servicio) y el FES (Frecuencia Equivalente de las interrupciones del Servicio). Que se aplicaron a las empresas distribuidoras de energía eléctrica por la CREG, mediante la resolución 096 de 2000 [CREG, 2000]. Luego en el año 2008 mediante la resolución 097, se definieron nuevos indicadores de calidad; el Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad (IRAD) que relaciona la cantidad promedio de Energía no Suministrada, por un operador de red durante el período usado como referencia y el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD) que relaciona la cantidad promedio de Energía no Suministrada por un operador de red durante el trimestre de evaluación. Ambos indicadores permiten mantener los cargos por uso (valor de la tarifa para los usuarios) o por el contrario, penalizarlos obligándolos a disminuir este valor [CREG, 2008].

De otra parte, la ocurrencia de fallas en un sistema de distribución, se debe a fenómenos naturales como las tormentas, los rayos, las heladas; a problemas de mantenimiento de las redes, como el deterioro del aislamiento y a corto circuitos causados por las aves, árboles y otros objetos externos [DAS, 1998]. Las fallas que experimentan los sistemas de potencia se clasifican en dos grandes grupos, las fallas de tipo serie y las de tipo paralelo [ANDE, 1995]. Las fallas de tipo serie generalmente se asocian con la ruptura de los conductores y

se encuentran fuera del alcance de ésta investigación. Las fallas del tipo paralelo están asociadas a cortocircuitos a tierra o entre fases y se subdividen en cinco tipos: Monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra, trifásicas y trifásicas a tierra. Estudios han determinado que aproximadamente el 80% de las fallas que ocurren en los sistemas de potencia se presentan en los sistemas de distribución [CROZ, 1999]. Del total de las fallas que ocurren en los sistemas de distribución, aproximadamente el 70% son del tipo monofásicas a tierra [BOLL, 1993].

Finalmente, las fallas del tipo paralelo, son la causa más importante que afecta la continuidad del suministro de energía eléctrica y por lo tanto, se tiene como motivación primordial para el desarrollo de ésta tesis la siguiente premisa: “La localización eficiente y oportuna de las fallas, contribuirá a que las empresas distribuidoras de energía eléctrica, puedan mejorar sus indicadores de continuidad”.

1.2. Definición del problema

Debido al aumento de la población y al rápido desarrollo que se ha presentado durante las últimas décadas, existe un aumento considerable en el consumo de energía eléctrica, lo cual es un índice inequívoco del desarrollo de cualquier país. Como consecuencia del crecimiento de las redes eléctricas existe una enorme preocupación, por parte de los usuarios y de los operadores de red, respecto a la calidad del suministro de energía eléctrica. La calidad de la energía eléctrica se afecta por la presencia de fallas en los sistemas eléctricos, ya que interrumpen el suministro de energía a los usuarios finales, deteriorando así los índices de continuidad.

Para mejorar la calidad, en lo que se refiere especialmente a la continuidad del suministro de energía eléctrica, se establece como estrategia básica la localización y posterior recuperación del circuito bajo falla. La mayoría de investigaciones desarrolladas respecto a la localización de fallas, se han enfocado en los sistemas de transmisión de energía, en donde el problema no es tan complejo, debido a la homogeneidad de las líneas, medidas de tensión y corriente en ambos extremos de la línea, y ausencia de cargas intermedias [MORA, 2006]. De otra parte, la localización de fallas en los sistemas de distribución es un problema de mayor complejidad, debido a que estos sistemas pueden estar desbalanceados, tienen una topología radial con muchas ramificaciones o laterales monofásicos y bifásicos, cargas intermedias y conductores de diferentes calibres. Adicionalmente, debido a la gran cantidad de subestaciones de distribución y la comparativamente baja potencia que alimentan, estos sistemas cuentan con muy poca instrumentación.

El problema de la localización de fallas paralelas en sistemas de distribución de energía eléctrica, se ha abordado con múltiples metodologías, entre las que están aquellas que se

basan en la estimación de la impedancia a partir de las medidas de tensión y corriente adquiridas únicamente en la subestación, denominadas como Métodos Basados en el Modelo (MBM). En el grupo de investigación en Calidad de la Energía Eléctrica y Estabilidad (ICE³), se ha trabajado con diversos MBM, los cuales requieren como información los parámetros de cada tramo de línea y las cargas que conforma el sistema de distribución. Por lo tanto es necesaria una estrategia generalizada para la aplicación de éstos MBM.

Por otra parte, en la búsqueda continua de nuevas alternativas que permitan mejorar el desempeño de los MBM, se propone romper con la restricción de tener sólo un nodo de medición de tensión y corriente en el circuito, debido que por disposiciones de la Comisión de Energía y Gas (CREG) se debe instalar algunos medidores, especialmente de tensión, a lo largo del circuito [CREG, 2008]. El problema, entonces se define en términos de: ¿Cómo proponer una estrategia generalizada para la aplicación de los MBM y cómo mejorar el desempeño de los MBM, empleando medidas de tensión y corriente dispersas a lo largo del sistema de distribución de energía eléctrica?

1.3. Objetivos del proyecto

1.3.1. Objetivo general

Definir y validar una estrategia generalizada para la aplicación de métodos de localización de fallas basados en el modelo eléctrico (MBM) y proponer una estrategia que permita mejorar el desempeño de los MBM, ubicando medidores de tensión y corriente en nodos diferentes al de la subestación.

1.3.2. Objetivos específicos

- Identificar las principales variables y datos requeridos para la aplicación de los métodos de localización de fallas, que se fundamentan en la estimación de la impedancia en sistemas de distribución de energía eléctrica.
- Desarrollar y validar una herramienta de intercambio de información entre programas de simulación de circuitos eléctricos (ATP) y algoritmos que localizan fallas en sistemas eléctricos de distribución.
- Proponer y codificar en MATLAB® un método de localización de fallas para sistemas de distribución, basado en la estimación de la impedancia vista desde la subestación.

- Validar el desempeño de un método de localización de fallas basado en la estimación de la impedancia, buscando que éste presente un buen funcionamiento cuando se tienen únicamente medidas de tensión y corriente en la subestación.
- Definir un indicador de desempeño de los métodos de localización de fallas que permita comparar su funcionamiento, cuando se cuenta con más de una medición de tensión y corriente en un circuito de distribución.
- Estimar las tensiones y corrientes, en nodos diferentes al de la subestación, cuando se realiza una simulación automática de fallas en un circuito de distribución de energía eléctrica simulado en ATPdraw.
- Proponer a partir de una técnica meta-heurística, la ubicación de medidores de tensión y corriente en un sistema prototipo de distribución de energía eléctrica, con el fin de mejorar el desempeño de un localizador de fallas basado en la estimación de la impedancia.

1.4. Propuesta de solución de la problemática abordada

Esta tesis de maestría, está orientada al desarrollo de una estrategia generalizada para la aplicación de los MBM y a proponer una metodología adecuada de ubicación de medidores de tensión y corriente en el sistema de distribución de energía eléctrica que permita mejorar el desempeño de los MBM. Para cumplir con los objetivos formulados y dar solución al problema propuesto, esta investigación se ha dividido en seis etapas intermedias que son expuestas a continuación.

a) Etapa 1: Revisión bibliográfica de métodos de localización de fallas en sistemas de distribución.

En esta etapa se examinaron referencias bibliográficas que conciernen a algoritmos que estimen la localización de fallas en sistemas eléctricos de distribución. A partir de la información recolectada y discutida con el tutor de la investigación, se desarrolló un método de localización de fallas en sistemas de distribución, basado en la estimación de la impedancia vista desde la subestación.

b) Etapa 2: Desarrollo de una estrategia generalizada para la aplicación de los MBM.

En esta etapa, se desarrolló una estrategia generalizada de aplicación de los MBM, para lo cual se realizó un intercambio de datos, en donde se utilizó un lenguaje de programación estandarizado para estructurar la información del sistema de distribución. La herramienta de comunicación propuesta se valida en el problema de localización de fallas, exportando los

datos necesarios para la localización de fallas (topología, impedancia de línea, impedancia de cargas, tipo de línea, entre otros), de un sistema de distribución prototipo simulado en ATP (Alternative Transients Program), al software de programación MATLAB®.

c) Etapa 3: Codificación y validación de un método de localización de fallas.

Empleando MATLAB® se realizó la codificación del algoritmo de localización de fallas desarrollado previamente. Para verificar el funcionamiento de éste, se realizó una simulación automática de fallas en todos los nodos de un sistema de distribución prototipo con diferentes tipos de falla y resistencias de fallas. Como medida del desempeño se realizan curvas que relacionan de error en la estimación de la distancia a la falla.

d) Etapa 4: Definición y propuesta de un indicador de desempeño del método de localización de fallas.

En esta etapa se propuso un indicador de desempeño global de los métodos de localización de fallas basados en la estimación de la impedancia. Indicador necesario para comparar el funcionamiento de éstos cuando se cuenta con medidas de tensión y corriente en lugares diferentes a la subestación en un circuito de distribución de energía eléctrica.

e) Etapa 5: Obtención de medidas de tensión y corriente en nodos diferentes a la subestación.

A la herramienta de simulación automática de fallas, con la que cuenta el grupo de investigación actualmente, se le adicionó la posibilidad de situar medidores a lo largo del circuito simulado en ATP. Esto permite obtener medidas de tensión y corriente en condición de pre-falla y falla, que permitan mejorar el desempeño de los métodos de localización de fallas basados en la estimación de la impedancia.

f) Etapa 6: Ubicación adecuada de medidores de tensión y corriente.

En esta etapa, se implementó una técnica meta-heurística que permite proponer una ubicación adecuada de medidores de tensión y corriente, adicionales a los ubicados en la subestación y dispersos a lo largo del sistema de distribución de energía eléctrica. Esto se realiza con el fin de mejorar el desempeño de la técnica de localización de fallas basada en la estimación de la impedancia desarrollada y validada en etapas anteriores con la utilización de un número reducido de medidores estratégicamente ubicados en el sistema.

1.5. Aportes de la tesis

Esta tesis tiene los siguientes aportes en el grupo de investigación ICE³:

Una herramienta funcional (ATPeXchange) desarrollada en MATLAB®, que permite obtener todos los parámetros de un circuito de distribución simulado en ATP y que además realiza la reducción de cualquier sistema de distribución ramificado a radiales equivalentes. Información necesaria para la aplicación de cualquier MBM.

Un método de localización de fallas basado en la estimación de la impedancia (MBM), generalizado para cualquier circuito de distribución simulado en ATP.

El mejoramiento de la herramienta de simulación automática de fallas, al permitir extraer medidas de tensiones y corrientes, en todos los nodos de un sistema simulado en ATPDraw cuando se realiza una simulación automática de fallas.

1.5.1. Artículos en revistas indexadas

Artículo publicado: Andrés Bedoya-Cadena, Juan Mora-Flórez y Sandra Pérez-Londoño. “Estrategia de reducción para la aplicación generalizada de localizadores de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica”. Revista EIA Escuela de ingeniería de Antioquia. ISSN 1794-1237 Número 17, p. 21-37. Julio 2012

Artículo en proceso de revisión: Andrés Bedoya-Cadena, Juan Mora-Flórez y Sandra Pérez-Londoño. “Aplicación extendida de una técnica de impedancia de secuencia a la localización de fallas en sistemas de distribución”. Revista DYNA. Facultad de minas de la Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín.

Artículo en proceso de revisión: A. Herrera-Orozco, A. Bedoya-Cadena and J. Mora-Flórez. “A robust fault locator for power distribution systems considering distributed generation and uncertainties in load”. IEEE Transactions on Power Delivery.

1.5.2. Ponencias en congresos internacionales

Artículo publicado: A. Bedoya-Cadena, J. Mora-Flórez y M. Suárez-Sánchez. “Metodología generalizada para la implementación práctica de localizadores de fallas basados en la estimación de la impedancia”. XVIII International Congress of Electronic, Electrical and Systems Engineering INTERCON 2011. Agosto de 2011, Lima - Perú.

Artículo publicado: A. Bedoya-Cadena. C. Orozco-Henao and J. Mora-Flórez. “Single phase to ground fault locator for distribution systems with distributed generation”. Transmission and Distribution Latin America Conference. September de 2012, Montevideo - Uruguay.

1.5.3. Proyectos desarrollados

“Desarrollo de una herramienta para intercambio de datos y de simulación automática de fallas utilizando ATP y MATLAB”. Programa de jóvenes investigadores e innovadores 2010 Virginia Gutiérrez de Pineda, Colciencias.

“Estrategia generalizada para perfeccionar la respuesta de los métodos de localización de fallas basados en la estimación de la impedancia”. Programa de jóvenes investigadores e innovadores 2011 Virginia Gutiérrez de Pineda, Colciencias.

1.5.4. Proyectos en los que se participó

“Desarrollo de estrategias para mejorar la continuidad del servicio de energía eléctrica a partir de la localización de fallas en sistemas de distribución”. Proyecto de investigación desarrollado para CODENSA por los grupos de investigación ICE³ (Investigación en Calidad de Energía Eléctrica y Estabilidad) de la Universidad Tecnológica de Pereira (UTP) y GISEL (Grupo de Investigación en Sistemas Eléctricos) de la Universidad Industrial de Santander (UIS).

“Determinación de fallas paralelas de baja impedancia, como estrategia base para reducir la frecuencia y el tiempo de interrupción del suministro de energía eléctrica a los usuarios de las redes de distribución de EPM”. Proyecto de investigación desarrollado para Empresas Publicas de Medellín (EPM) por los grupos de investigación ICE³ (Investigación en Calidad de Energía Eléctrica y Estabilidad) y GPE Grupo de Planeamiento en Sistemas Eléctricos (GPE) de la Universidad Tecnológica de Pereira (UTP).

1.6. Estructura del documento

Este documento está organizado en cinco capítulos. El capítulo inicial corresponde a la introducción y presentación de la tesis; en él se realiza la definición del problema a tratar, los objetivos a alcanzar, la propuesta de solución y los aportes del desarrollo de ésta.

En el capítulo dos, se describen todos los aspectos teóricos que rodean ésta tesis. Inicialmente se describen algunos métodos de localización de fallas entre los que se encuentran el método de la componente reactiva de falla, el propuesto por Novosel et al, el propuesto por Aggarwal et al y el propuesto por Choi et al. Luego se mencionan los retos asociados a la aplicación de los MBM en sistemas reales. Seguidamente se mencionan algunos aspectos teóricos del simulador de circuitos eléctricos ATP y del XML (Extensible Markup Language), lenguaje empleado para el intercambio de datos. A continuación se describe el manejo dado a las cargas a partir de un análisis matricial. Finalmente se presentan algunas generalidades de los algoritmos genéticos.

En el capítulo tres, se detalla la metodología propuesta para dar solución al problema presentado en el capítulo introductorio. Éste capítulo se subdivide en seis secciones. En la sección inicial se describe todo el procedimiento asociado a la reducción de circuitos de distribución ramificados a radiales equivalentes, herramienta propuesta para la aplicación generalizada de los MBM en sistemas de distribución. En la siguiente sección se presenta el funcionamiento de la herramienta de simulación automática de fallas y se describe la forma como se mejora dicha herramienta, para la obtención de medidas adicionales a las de la subestación de un sistema de distribución simulado en ATP. En la tercera sección se propone una técnica para la localización de fallas en sistemas de distribución, basada en la estimación de la impedancia (MBM). En la sección cinco se describe la estrategia empleada para mejorar el desempeño de la técnica de localización de fallas propuesta (MBM), al involucrar medidas de tensiones y corrientes adicionales a las de la subestación. En la sección final, se presenta el algoritmo genético de Chu-Beasley como alternativa de solución al problema de ubicación óptima de medidores de tensiones y corrientes para la localización de fallas.

En el capítulo 4, se muestra la aplicación de la metodología propuesta para dar solución al problema presentado. Inicialmente se realiza una descripción de los sistemas de prueba que se emplean en la tesis. Luego se presentan las pruebas realizadas a la técnica de localización de fallas propuesta. A continuación, se describen los resultados obtenidos por el algoritmo genético de Chu-Beasley, para la ubicación óptima de medidores de tensión y corriente que mejoran el desempeño de la metodología de localización de fallas propuesta.

Finalmente en el capítulo 5, se presentan conclusiones y recomendaciones como resultado de la tesis desarrollada.

Capítulo 2

2. Aspectos Teóricos

2.1. Introducción

En este capítulo se describen los aspectos teóricos y herramientas de interés que tienen relación directa con la problemática abordada por esta investigación. Con el fin de presentar dichos aspectos teóricos de manera ordenada, se ha dividido éste capítulo en seis secciones.

En la primera sección, se describen brevemente algunos métodos de localización de fallas en sistemas de distribución basados en el modelo eléctrico (MBM). La siguiente sección presenta los retos a los que se enfrentan los operadores de red para aplicar los MBM en sistemas de distribución reales. En la sección 2.4 se presentan algunos aspectos teóricos del simulador de circuitos eléctricos ATP. En la siguiente sección se definen aspectos teóricos que conciernen al XML (Extensible Markup Language). En la sección 2.6 se presenta el manejo de cargas en sistemas de distribución a partir de un análisis matricial y en la última sección se presentan generalidades acerca de los algoritmos genéticos.

2.2. Descripción de algunos métodos de localización de fallas en sistemas de distribución basados en el modelo eléctrico (MBM)

2.2.1. Método de la componente reactiva de falla

El método de la componente reactiva de falla [WARR, 1968], considera la estimación de la distancia de una falla entre los nodos **M** y **N** del circuito mostrado en la figura 2.1. Este método realiza la comparación entre la reactancia de falla, y la reactancia total de la línea.

Para determinar la reactancia de falla, se utilizan medidas de tensión y corriente en el nodo **M**. Empleando (2.1) se obtiene la impedancia aparente de la falla.

$$Z_{app} = \frac{V_m}{I_{mf}} = d \cdot Z_{mn} + R_f \quad (2.1)$$

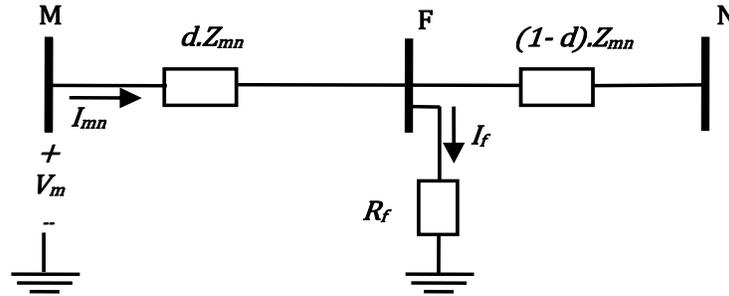


Figura 2.1. Circuito empleado para el desarrollo del método de la componente reactiva de falla.

Si se conoce la impedancia total de la línea entre los nodos **M** y **N** (Z_{mn}), es posible realizar una comparación entre la impedancia aparente de falla (Z_{app}) y la impedancia de la línea y así obtener la ecuación (2.2), que permite hallar la distancia a la falla (d), desde el nodo **M**.

$$d_{(p.u.)} = \frac{\text{Imag}(Z_{app})}{\text{Imag}(Z_{mn})} \quad (2.2)$$

2.2.2. Método propuesto por Novosel et al.

El método descrito por Novosel et al. en [NOVO, 1998], propone una técnica de localización de fallas que emplea un circuito de componentes superimpuestas (Figura. 2.2). Se denomina componente superimpuesta a la diferencia entre los valores de tensiones y de corrientes de prefalla y falla.

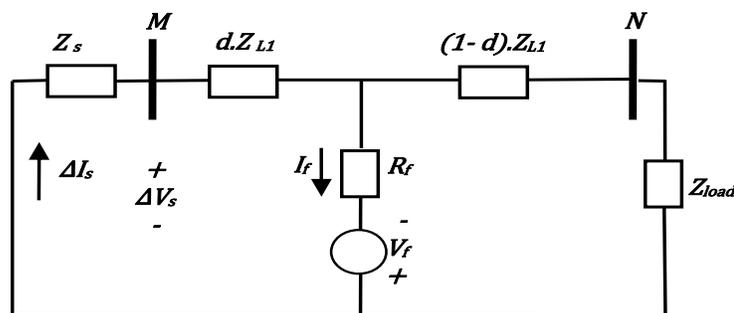


Figura 2.2. Circuito de las componentes superimpuestas.

El circuito de componentes superimpuestas refleja el cambio que sufre una sección de línea de un circuito de distribución, entre los nodos **M** y **N** en la transición del estado de prefalla al estado de falla.

La impedancia de la fuente se halla empleando la ecuación (2.3), en donde las medidas de tensión y corriente corresponden a las obtenidas en redes de secuencia positiva.

$$Z_s = -\frac{\Delta V_s}{\Delta I_s} = -\frac{V_{sf} - V_{ps}}{I_{sf} - I_{ps}} \quad (2.3)$$

A partir de los valores de impedancia de la fuente y la carga, se estima la localización de la falla. Por medio del circuito presentado en la figura 2.3, se obtiene la ecuación (2.4).

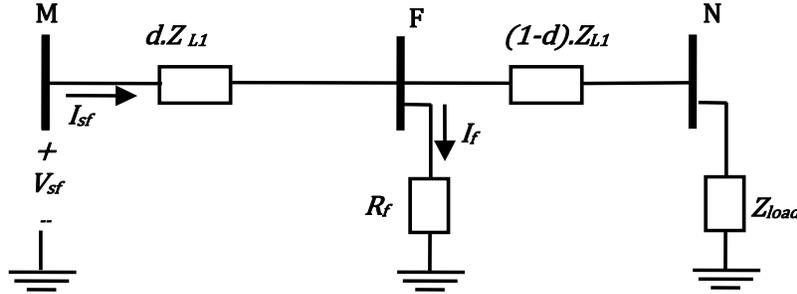


Figura 2.3. Circuito en condición de falla.

$$Z_{meas} = \frac{V_{sf}}{I_{sf}} = d \cdot Z_{L1} + R_f \left(\frac{I_f}{I_{sf}} \right) \quad (2.4)$$

Los cambios causados en la corriente de la fuente se pueden modelar como se presenta en (2.5), donde δ_s es un factor de distribución que describe el cambio en la corriente de la fuente debido a la corriente de falla y a la carga de posfalla.

$$\delta_s = \frac{\Delta I_s}{I_f} \quad (2.5)$$

Adicionalmente se define un factor n_s en (2.6).

$$n_s = \frac{I_{m,f}}{\Delta I_{m,f}} = |n_s| \angle \gamma \quad (2.6)$$

Reemplazando las ecuaciones (2.5) y (2.6) en (2.4) se obtiene (2.7), que depende de tres incógnitas, la distancia a la falla (d), la resistencia de la falla (R_f) y la corriente por la falla (I_f).

$$Z_{meas} = \frac{V_{sf}}{I_{sf}} = d \cdot Z_{L1} + R_f \left(\frac{1}{\delta_s} \right) \left(\frac{1}{n_s} \right) \quad (2.7)$$

Esta técnica básicamente soluciona (2.7) de dos formas, una iterativa y otra directa.

2.2.3. Método propuesto por Aggarwal et al.

Este método se presenta en [AGGA, 1997], tiene como fundamento el uso de las componentes superimpuestas de tensión y corriente. La técnica de localización consiste en determinar las componentes superimpuestas de corriente a lo largo de los alimentadores no fallados ya que éstas adquieren el valor mínimo en el punto de falla.

De forma genérica, el método hace un barrido sección por sección del circuito, asumiendo una distancia de ocurrencia de la falla (β) y calculando el valor de las componentes superimpuestas para este nodo, luego se varía la distancia a la falla y se repite el proceso a lo largo de todo el sistema.

La figura 2.4, muestra un tramo de línea de un sistema de distribución. Suponiendo que en el nodo **M** se conocen los valores de tensión y corriente en condiciones de prefalla y falla, se pueden calcular las tensiones de prefalla y falla en el nodo **F** (nodo ficticio a una distancia β del nodo **M**) con la ecuación (2.8).

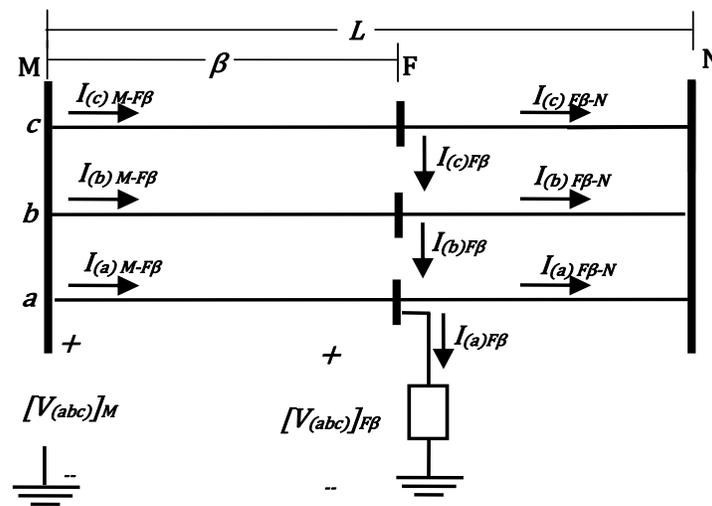


Figura 2.4. Circuito empleado para el desarrollo del método propuesto por Aggarwal.

$$\begin{bmatrix} V_{(a)F\beta} \\ V_{(b)F\beta} \\ V_{(c)F\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{(a)M} \\ V_{(b)M} \\ V_{(c)M} \end{bmatrix} - \beta \begin{bmatrix} Z_s & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_s & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{(a)M-F\beta} \\ I_{(b)M-F\beta} \\ I_{(c)M-F\beta} \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

Z_s y Z_m son la impedancia propia y mutua de la línea por unidad de longitud. La tensión superimpuesta en el punto de falla asumido se puede expresar tal como se presenta en (2.9).

$$[V'_{(abc)}]_{F\beta} = [V_{(abc)}]_{F\beta,falla} - [V_{(abc)}]_{F\beta,prefalla} \quad (2.9)$$

La corriente superimpuesta que circula desde el nodo M al nodo F, se calcula empleando la ecuación 2.10.

$$[I'_{(abc)}]_{M-F\beta} = [I_{(abc)}]_{M-F\beta,falla} - [I_{(abc)}]_{M-F\beta,prefalla} \quad (2.10)$$

Luego el valor de la corriente superimpuesta, que fluye desde el nodo F al nodo N, se calcula por medio de la relación 2.11.

$$\begin{bmatrix} I'_{(a)F\beta-N} \\ I'_{(b)F\beta-N} \\ I'_{(c)F\beta-N} \end{bmatrix} = \left[(L - \beta) * [Z(M, N)_{(abc)}] + [Zeq_{(abc)}] \right]^{-1} \begin{bmatrix} V'_{(a)F\beta} \\ V'_{(b)F\beta} \\ V'_{(c)F\beta} \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

$Z(M, N)_{(abc)}$, es la matriz de impedancia por unidad de longitud de la línea entre los nodos **M** y **N**, la matriz $Zeq_{(abc)}$ representa el equivalente del sistema de distribución aguas abajo de la línea **M-N**.

Por medio de la ecuación (2.12) se obtienen las corrientes superimpuestas de falla en el nodo **F**, para las tres fases del sistema de distribución. Se dice que la falla ocurre en el punto en donde las fases no falladas muestren un valor mínimo de dicha corriente.

$$[I'_{(abc)}]_{F\beta} = [I'_{(abc)}]_{M-F\beta} - [I'_{(abc)}]_{F\beta-N} \quad (2.12)$$

2.2.4. Método propuesto por Choi et al.

El método de localización de fallas propuesto en [CHOI, 2004], realiza un análisis directo del circuito en componentes de fase.

De la figura 2.5, la tensión en el nodo **M** está dada por (2.13).

$$V_{s[abc]} = (1 - d) \cdot Z_{L[abc]} \cdot I_{s[abc]} + V_{f[abc]} \quad (2.13)$$

En el nodo de falla (**F**), existen dos circuitos en paralelo, uno asociado a la admitancia de falla Y_f y otro a la admitancia de carga Y_L .

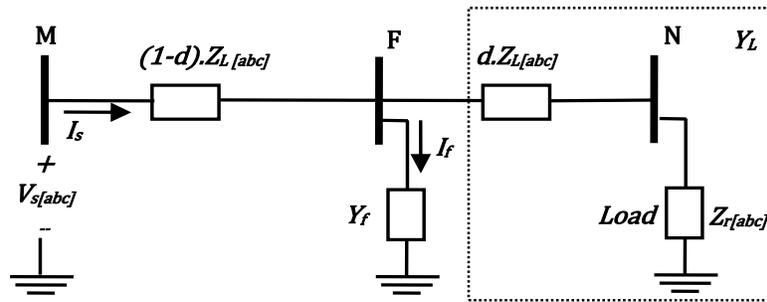


Figura 2.5. Circuito en condición de falla.

La admitancia de la carga Y_L se obtiene calculando el inverso de la impedancia de línea entre el nodo **F** y **N** y la impedancia de carga conectada al nodo **N**. Aplicando ley de distribución de corrientes en un circuito paralelo, se obtiene el valor de la corriente de falla con (2.14).

$$I_f = Y_{f[abc]} \cdot (Y_{f[abc]} + (d \cdot Z_{L[abc]} + Z_{r[abc]})^{-1})^{-1} \cdot I_{s[abc]} \quad (2.14)$$

Empleando las ecuaciones (2.13) y (2.14) se obtiene una ecuación compleja que tiene únicamente como incógnitas la distancia a la falla (d) y la resistencia de falla (R_f).

2.3. Retos para aplicar metodologías de localización de fallas en sistemas de distribución reales

Como se presentó brevemente en la sección anterior, los métodos de localización de fallas basados en el modelo eléctrico (MBM), están propuestos para encontrar una falla en una sección de línea (entre nodos **M** y **N**), sin embargo los sistemas de distribución reales son de topología radial y bastante ramificados, además tienen diferentes tipos de conductor, longitud y configuración. Esto muestra claramente que la aplicación de un MBM definido entre los nodos **M** y **N**, requiere de un conjunto de estrategias que permitan hacerlo aplicable a un circuito real como el de la figura 2.6. [BEDO, 2012]

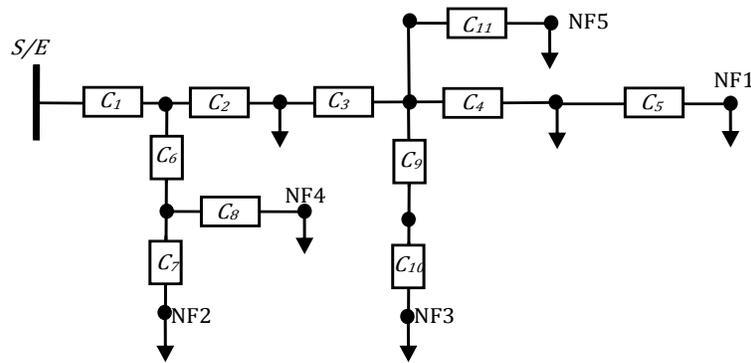


Figura 2.6. Topología general de los sistemas de distribución.

En la figura 2.6, C_i hace referencia a la configuración i -ésima del tramo de línea, que depende del calibre, de la disposición y de la longitud de los conductores de cada sección.

Según los algoritmos de localización de fallas descritos anteriormente, se requieren como parámetros de entrada las mediciones de tensión y corriente en prefalla y falla, al inicio de la sección de línea que se quiere probar. Adicionalmente como parámetros del circuito se requiere, la matriz de impedancia serie (Z_L) y la matriz de admitancia paralelo ($Y_{shunt}/2$) de todas las líneas y los valores de admitancia de las cargas (Y_c).

Adicionalmente, como los métodos de localización están definidos para una sección, se requiere de una estrategia generalizada para implementar tales algoritmos, esto se realiza a partir de la definición de radial equivalente conformado sólo por líneas y cargas que representa una parte del sistema de distribución original. En un sistema de distribución existen tantos radiales equivalentes como nodos finales. Para el sistema presentado en la Figura 2.6, se tienen 5 radiales equivalentes, uno de estos corresponde al presentado en la Figura 2.7.

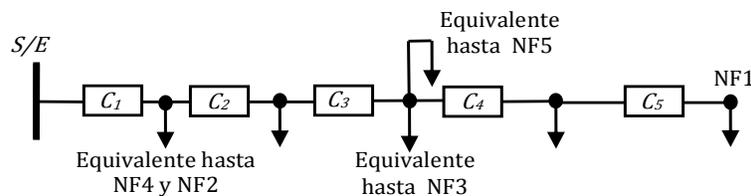


Figura 2.7. Radial equivalente.

2.4. Aspectos teóricos del ATP (Alternative Transients Program)

El ATP (Alternative Transients Program) es considerado como un programa adecuado para la simulación numérica de fenómenos electromagnéticos transitorios, así como la

naturaleza electromecánica de los sistemas de energía eléctrica [HOPR, 2002]. Con este programa redes eléctricas complejas, pueden ser simuladas al igual que sus sistemas de control.

El ATP se ha desarrollado continuamente a través de contribuciones internacionales de los investigadores W. Scott Meyer y Tsu-Huei Liu, los co-presidentes del EMTP “User Group” de los Estados Unidos y Canadá.

El Programa de Transitorios Electromagnéticos, o EMTP, es principalmente un programa de simulación de la industria de la energía eléctrica. En él se pueden predecir las variables de interés dentro de las redes de energía eléctrica en función del tiempo, normalmente después de algunas perturbaciones tales como la conmutación de un interruptor de potencia, o una falla. También es utilizado por aquellos que se especializan en electrónica de potencia.

EMTP tiene sus raíces en Portland, Oregon (EE.UU.), en la “Bonneville Power Administration (BPA)”, una agencia del Departamento de Energía de EE.UU. Gracias a las generosas contribuciones de mano de obra y dinero en apoyo de los especialistas que trabajan en la investigación y el desarrollo del EMTP bajo contrato, BPA desarrollo el EMTP por más de una década. Todo esto fue obra de dominio público, y fue dado libremente a cualquier parte interesada, hasta que la BPA de Portland en 1984 muestra su iniciativa comercial del EMTP [KIZM, 2010].

El nacimiento del ATP se da a principios de 1984, cuando Meyer y Liu, al no estar de acuerdo con la comercialización propuesta del EMTP, por DCG “the EMTP Development Coordination Group” y el EPRI “Electric Power Research Institute”, renuncian a sus cargos. Entonces, Meyer, utilizando su tiempo libre, comienza un nuevo programa a partir de una copia del programa de distribución gratuita (“EMTP public domain”), desde entonces, el ATP se desarrolla continuamente [HOPR, 2002].

El ATP no es un programa comercial, su distribución es gratuita. Las sucesivas versiones del programa manuales y múltiples publicaciones son recibidas y distribuidas por los comités de usuarios alrededor del mundo.

Algunos de los principios de operación del ATP son los siguientes:

- a) El ATP, emplea la integración trapezoidal para resolver las ecuaciones diferenciales de los componentes del sistema en el dominio del tiempo.

- b) El ATP, posee la capacidad de programar módulos TACS (Transient Analysis of Control Systems) y MODELS (un lenguaje de simulación), que permite modelar los sistemas de control y los componentes con características no lineales como son arcos eléctricos.
- c) El ATP, realiza el cálculo de la respuesta fasorial de las redes, en función de la frecuencia utilizando un escaneo de frecuencia.
- d) El ATP, tiene la capacidad de realizar un análisis armónico en el dominio de la frecuencia utilizando el método de inyección de corriente armónica.

2.5. Aspectos teóricos XML (Extensible Markup Language)

El lenguaje extensible de marcado XML, es un lenguaje que se está convirtiendo rápidamente en un estándar para el almacenamiento de datos legibles por máquina de manera estructurada. XML es un metalenguaje extensible de etiquetas desarrollado por el World Wide Web Consortium (W3C) [W3CI, 2000] [W3CII, 2000] que utiliza etiquetas para marcar, describir, clasificar y organizar información de una manera específica.

XML es un lenguaje derivado del SGML (*Standard Generalized Markup Language*), lenguaje que sirve para especificar las reglas de etiquetado de documentos y no impone ningún conjunto de etiquetas en especial.

La tecnología XML, es utilizada para el almacenamiento de datos de una manera sencilla y con una ocupación mínima de espacio en memoria. Es importante mencionar, que la mayoría de programas y aplicaciones que utilizamos a diario en los computadores, poseen analizadores sintácticos de XML, por ejemplo la mayoría de navegadores de Internet nos brindan la posibilidad de observar el contenido de estos archivos de forma estructurada permitiéndonos visualizar la información en forma de árbol. Otros lenguajes de programación utilizados para el desarrollo de aplicaciones tienen la capacidad de leer la información que contienen los documentos XML de una forma ágil, sencilla y confiable.

Un documento en formato XML, posee como característica principal la utilización de etiquetas, definidas por el usuario y no predefinidas como es el caso de otros lenguajes, tales como HTML (Hypertext Markup Language) en donde se utilizan etiquetas predefinidas para dar formato a una información que se quiere presentar.

Las etiquetas que usan los documentos en formato XML poseen la siguiente estructura.

<Etiqueta>INFORMACION</Etiqueta>

2.5.1. Ventajas del XML

- a) Como su nombre lo indica XML (Extensible Markup Language), es extensible, ya que brinda la posibilidad de ser ampliado sin complicación alguna por medio de la adición de nuevas etiquetas.
- b) La escritura de un documento en formato XML es fácil y sencilla. Ésta se puede realizar en un editor de texto simple como es el notepad (bloc de notas), solo se debe guardar el archivo con la extensión *.xml.
- c) Tiene la posibilidad de limitar la información contenida en sus etiquetas, permitiendo así la validación de la información.
- d) Como este se encuentra estandarizado, gran cantidad de aplicaciones tienen la capacidad de leer y comprender la información que se aloja en el documento, lo que acelera el desarrollo de aplicaciones de software.

2.5.2. XML Schema (xsd)

Una ventaja mencionada del XML es la posibilidad de limitar la información contenida en sus etiquetas. Para realizar esto existe el denominado XML schema que como su nombre lo indica, es un esquema de los datos que contiene el documento XML. Su objetivo primordial es definir en bloques o módulos la estructura de los datos que se almacenen en el documento XML, por esto el XML schema, es muy importante cuando se deben validar las características de los datos que posee el archivo XML [W3CIII, 2004], [VAN, 2002].

Los componentes básicos de un XML schema, son los elementos y los atributos:

- a) **Elemento (*element*):** Es la clase para ubicar los elementos que contiene el archivo XML.
- b) **Atributo (*attribute*):** *Se definen como las características propias de un tipo.*

En un documento XML schema existen tanto tipos predefinidos, como tipos que el usuario puede definir, entre los tipos que el usuario puede definir, existen los tipos complejos y los tipos simples.

- a) **Tipo complejo (*complexType*):** Es la clase para tipos complejos. Por medio de ella se define un nuevo tipo, que posee un conjunto de atributos, restricciones y elementos.

- b) **Tipo simple (SimpleType):** Un tipo simple es una restricción sobre el valor de un elemento o un atributo, es decir, una limitación sobre el contenido de un conjunto del documento.

2.5.3. Ejemplo XML y XML Schema

Un ejemplo de un documento en XML es el siguiente:

```
<?xml version="1.0" encoding="ISO-8859-1" ?>
<Agenda>
  <Contacto>
    <Nombre>Andres Bedoya</Nombre>
    <Tel>212-1881</Tel>
    <Dir>Calle 16 # 7 - 69</Dir>
  </Contacto>
  <Contacto>
    <Nombre>Pedro Perez</Nombre>
    <Tel>334-2122</Tel>
    <Dir>Cra 34 # 34 - 17</Dir>
  </Contacto>
</Agenda >
```

Este ejemplo muestra la forma como se almacena en formato XML la información de dos contactos en una “Agenda”, siguiendo el esquema mostrado en la figura 2.8.

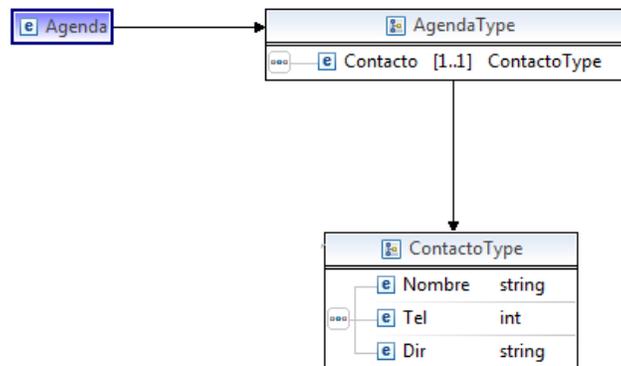


Figura 2.8. Esquema de agenda, figura generada con editor de XML Eclipse.

2.6. Manejo de cargas a partir del análisis matricial

Considerando que la mayoría de los transformadores de distribución tienen conexión delta-estrella, y que para propósitos de localización de fallas las cargas pueden modelarse a partir

de una admitancia constante. En caso de una conexión en delta (Figura 2.9), si se conoce la admitancia entre fases (Y), las ecuaciones que relacionan las tensiones (V) y las corrientes (I) en las cargas son (2.14), (2.15) y (2.16).

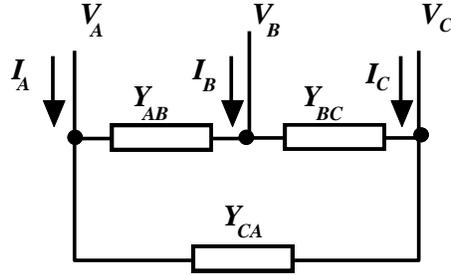


Figura 2.8. Modelo de carga de admitancia constante con conexión en delta.

$$I_A = Y_{AB}(V_A - V_B) - Y_{CA}(V_C - V_A) = (Y_{AB} + Y_{CA})V_A - Y_{AB}V_B - Y_{CA}V_C \quad (2.14)$$

$$I_B = Y_{BC}(V_B - V_C) - Y_{AB}(V_A - V_C) = -Y_{AB}V_A + (Y_{BC} + Y_{AB})V_B - Y_{BC}V_C \quad (2.15)$$

$$I_C = Y_{CA}(V_C - V_A) - Y_{BC}(V_B - V_C) = -Y_{CA}V_A - Y_{BC}V_B + (Y_{CA} + Y_{BC})V_C \quad (2.16)$$

La forma matricial (2.14), (2.15) y (2.16) se obtiene como (2.17), de donde se infiere la matriz de admitancia de carga mostrada en (2.18).

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (Y_{AB} + Y_{CA}) & -Y_{AB} & -Y_{CA} \\ -Y_{AB} & (Y_{BC} + Y_{AB}) & -Y_{BC} \\ -Y_{CA} & -Y_{BC} & (Y_{CA} + Y_{BC}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

$$Y_{CARGA} = \begin{bmatrix} (Y_{AB} + Y_{CA}) & -Y_{AB} & -Y_{CA} \\ -Y_{AB} & (Y_{BC} + Y_{AB}) & -Y_{BC} \\ -Y_{CA} & -Y_{BC} & (Y_{CA} + Y_{BC}) \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

Cuando la carga es bifásica, se hacen cero las admitancias donde hay circuito abierto. Por ejemplo para el caso de una carga bifásica BC, se tiene la matriz de carga mostrada en (2.19).

$$Y_{CARGA} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & Y_{BC} & -Y_{BC} \\ 0 & -Y_{BC} & Y_{BC} \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

Una carga monofásica, es un caso especial, de una carga con conexión en estrella aterrizada. La carga de la figura 2.9 se representa por medio de la ecuación (2.20).

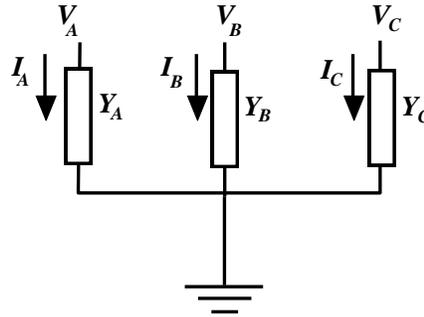


Figura 2.9. Modelo de carga de admitancia constante con conexión en estrella aterrizada.

$$Y_{CARGA} = \begin{bmatrix} Y_A & 0 & 0 \\ 0 & Y_B & 0 \\ 0 & 0 & Y_C \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

En una carga monofásica, se dice que las admitancias donde hay circuito abierto son iguales a cero. Por ejemplo en el caso de una carga monofásica A, se tiene la matriz de carga mostrada en (2.21).

$$Y_{CARGA} = \begin{bmatrix} Y_A & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

2.7. Generalidades de los algoritmos genéticos

En las ciencias aplicadas, existen problemas de optimización con grandes dimensiones y alta complejidad matemática, lo que ocasiona la aparición del fenómeno denominado explosión combinatorial, debido a la gran cantidad de soluciones factibles e infactibles que aparecen. La solución óptima de un problema es aquella que tiene mejor función objetivo y que cumple con todas las restricciones del problema. Un procedimiento simple, que puede aplicarse para obtener la solución óptima, consiste en evaluar todas las alternativas existentes y escoger la mejor de éstas. Esto muchas veces requiere de tiempos de cómputo prohibitivos (meses, años o siglos), aún contando con máquinas de alta velocidad o con muchas máquinas operando en paralelo. Es aquí donde las técnicas metaheurísticas de optimización surgen como una alternativa de solución a problemas de optimización de alta complejidad [GALL, 2008].

El algoritmo genético es una técnica metaheurística de optimización, que fue ideada por Holland en la década del 70, asociando los mecanismos de evolución de las especies a un problema de optimización matemática [HOLL, 1975].

En 1992 Holland en [HOLL, 1992] confirma la capacidad del algoritmo genético para resolver problemas de optimización de gran complejidad. Dicho algoritmo intenta copiar el proceso de selección y evolución natural, combina la exploración del espacio de soluciones con la explotación de las mejores soluciones conocidas para el problema, es probabilístico y determinístico al mismo tiempo.

2.7.1. Conceptos básicos de los algoritmos genéticos

Para comprender el funcionamiento de un algoritmo genético, es necesario definir algunos conceptos.

- a) **Función objetivo:** Se denomina función objetivo al valor (aptitud) que se le asigna a cada individuo y que indica que tan bueno es éste con respecto a los demás.
- b) **Configuración:** Es la estructura de datos que representa a un individuo (posible solución) de la población.
- c) **Selección:** Proceso por el cual se determina qué individuos de la población tienen derecho a tener descendientes.
- d) **Recombinación:** Mecanismo genético que consiste en emparejar individuos con derecho a descendientes para permitir el intercambio parcial de información entre ellos.
- e) **Mutación:** Mecanismo genético que realiza una modificación simple a un individuo de la población. Este es el único mecanismo que genera o destruye información en los individuos de la población.

2.7.2. Algoritmo genético básico

Un algoritmo genético elemental realiza la siguiente secuencia de operaciones [GALL, 2008]:

- a) Generar (aleatoriamente o heurísticamente) una población inicial.

- b) Calcular la función objetivo de cada configuración de la población (aptitud de cada individuo) y almacenar la mejor configuración encontrada durante el proceso (incúmbete).
- c) Realizar el proceso de selección (probabilísticamente) con base en la aptitud del individuo.
- d) Aplicar operadores genéticos (recombinación y mutación) para generar la siguiente población.
- e) Iterar hasta que se cumpla un criterio de parada

Los pasos (b), (c) y (d), son conocidos como ciclo generacional.

2.7.3. Algoritmo genético de Chu-Beasley

El algoritmo genético propuesto por Chu y Beasley en [CHU, 1997] utiliza los conceptos fundamentales del algoritmo genético básico, pero posee ciertas características que lo hacen un algoritmo más eficiente.

Algunas de las características más importantes del algoritmo genético propuesto por Chu y Beasley se enuncian a continuación [GALL, 2008].

- a) Al igual que el algoritmo propuesto por Holland, utiliza la función objetivo para identificar el individuo de mejor calidad. Adicionalmente maneja el concepto de infactibilidad para el proceso de reemplazo de un individuo generado a través del proceso de selección, recombinación y mutación, por otro que se encuentra en la población actual.
- b) Se diferencia del propuesto por Holland, en que en cada ciclo generacional, solo se genera y se sustituye un individuo a la vez en la población.
- c) Es un algoritmo elitista, ya que un padre será reemplazado por un descendiente, en la próxima generación, si y solo si, el descendiente presenta una combinación función objetivo e infactibilidad de mejor calidad que la asociada al padre.
- d) Posee un requisito de diversidad controlada, que define que cada individuo que entra a hacer parte de la población debe ser diferente a todos los que conforman la población actual, dicho requisito evita la convergencia prematura a soluciones óptimas locales.

- e) Puede incluir un criterio de aspiración que consiste en que si un individuo, no cumple con el requisito de diversidad controlada, puede ingresar a la población actual si posee mejor combinación de función objetivo e infactibilidad que la incúmbete. En este caso se deben retirar los individuos de la población actual que se encuentren a menor distancia que la mínima permitida del individuo que ingresa por aspiración.
- f) También puede incluir una etapa de mejoramiento después de realizar selección, recombinación y mutación. Lo que permite explotar la solución descendiente antes de determinar si puede reemplazar a un individuo de la población.

Capítulo 3

3. Metodología propuesta

3.1. Introducción

Para solucionar el problema descrito en el capítulo introductorio, en este capítulo se presentan todos los procedimientos empleados para cumplir con los objetivos de la investigación.

Este capítulo se divide en seis secciones, en la primera sección se describe todo el procedimiento asociado a la reducción de circuitos de distribución ramificados a radiales equivalentes, herramienta propuesta para la aplicación generalizada de los MBM en sistemas de distribución. En la siguiente sección se presenta el funcionamiento de la herramienta de simulación automática de fallas y se describe la forma como se mejora dicha herramienta, para la obtención de medidas adicionales a las de la subestación de un sistema de distribución simulado en ATP. En la tercera sección se propone una técnica para la localización de fallas en sistemas de distribución, basada en la estimación de la impedancia (MBM). En la sección cinco se describe la estrategia empleada para mejorar el desempeño de la técnica de localización de fallas propuesta (MBM), al involucrar medidas de tensiones y corrientes adicionales a las de la subestación. En la sección final, se presenta el algoritmo genético de Chu-Beasley como alternativa de solución al problema de ubicación óptima de medidores de tensiones y corrientes para la localización de fallas.

3.2. Metodología propuesta para la reducción de circuitos de distribución

3.2.1. Admitancia equivalente de un circuito

Para obtener radiales equivalentes a partir de un sistema de distribución ramificado, es necesario acumular subcircuitos, que se desprenden de sus nodos de bifurcación. Estos sistemas equivalentes son necesarios dado que son los que utilizan los métodos de localización de fallas comúnmente encontrados en la literatura científica ([WARR, 1968] [NOVO, 1998], [AGGA, 1997], [DAS, 1998], [CHOI, 2004], [MORA, 2006]).

En la Figura 3.1 se presenta un circuito simplificado de un alimentador con n cargas laterales.

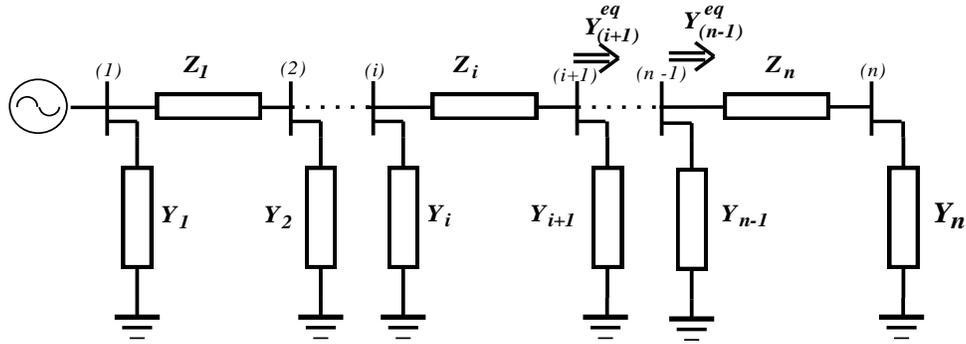


Figura 3.1. Acumulación de un circuito.

A partir de la figura 3.1, la admitancia equivalente en el nodo $(n-1)$ está dada por (3.1).

$$Y_{n-1}^{eq} = Y_{n-1} + [Z_n + [Y_n]^{-1}]^{-1} \quad (3.1)$$

Las cargas están representadas por su admitancia (Y_i) mientras que las líneas se representan por la impedancia (Z_i). Debido a que las matrices de admitancias son singulares y no es posible obtener su inversa, el cálculo de la admitancia equivalente se realiza empleando la ecuación (3.2) que se deriva y se justifica a partir de lo demostrado en las ecuaciones (3.3).

$$Y_i^{eq} = \begin{cases} Y_n & \text{si } i = n \\ Y_i + Y_{i+1}^{eq} [Z_i Y_{i+1}^{eq} + I]^{-1} & \text{si } 1 \leq i \leq n - 1 \end{cases} \quad (3.2)$$

La expresión matricial $[A + B^{-1}]^{-1}$, que corresponde al segundo término de la parte derecha de (3.1), puede reescribirse realizando algunas operaciones previas presentadas en (3.3).

$$\begin{aligned} A + B^{-1} &= (A + B^{-1}).B.B^{-1} \\ A + B^{-1} &= (A.B + I).B^{-1} \\ [A + B^{-1}]^{-1} &= [(A.B + I).B^{-1}]^{-1} \\ [A + B^{-1}]^{-1} &= [B^{-1}]^{-1}.[A.B + I]^{-1} \\ [A + B^{-1}]^{-1} &= B.[A.B + I]^{-1} \end{aligned} \quad (3.3)$$

Este planteamiento es la estrategia básica para la obtención de los radiales equivalentes.

3.2.2. Descripción de la metodología generalizada de reducción de sistemas de distribución ramificados a radiales equivalentes

La metodología generalizada de reducción de los circuitos que se propone, se divide en 2 etapas principales que se presentan en la figura 3.2.

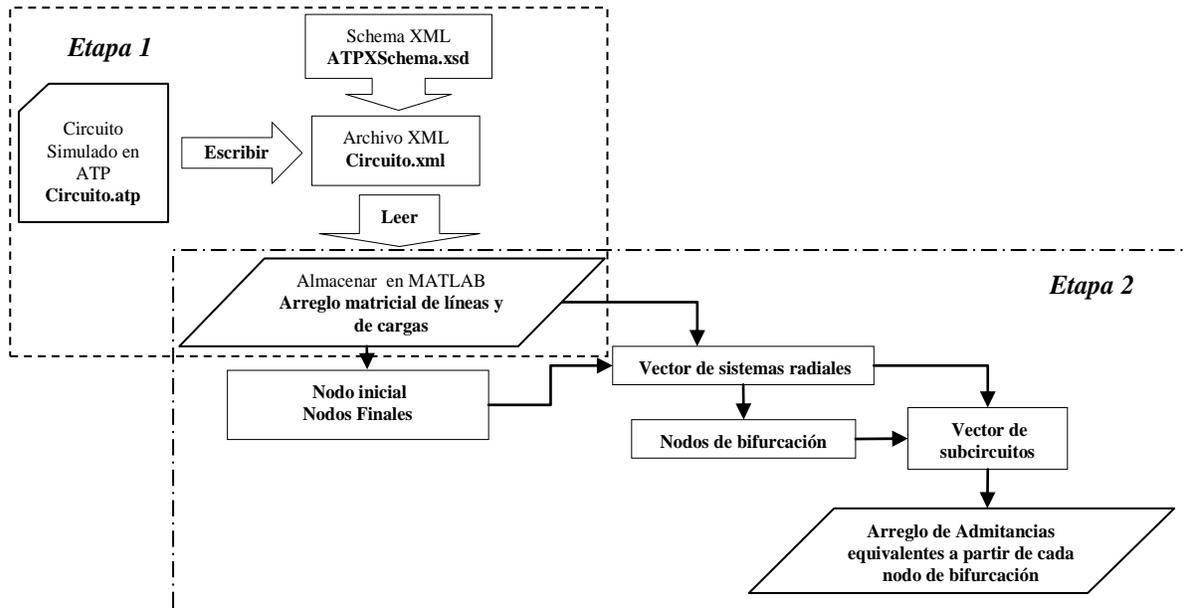


Figura 3.2. Etapas de la metodología generalizada de reducción.

a) Etapa 1. Generación de base de datos del circuito en XML y almacenamiento en MATLAB

El programa de simulación ATP, almacena todos los parámetros del circuito en un texto plano con una estructura definida, denominado tarjeta [ATP, 2002], [HOPR, 2002]. A partir de estas tarjetas se puede obtener de forma automática los parámetros del circuito necesarios para propósitos de localización de fallas en la red de distribución. Para esto, lo primero que se propone es realizar la lectura de las tarjetas del ATP y guardar su información en un formato estándar para el almacenamiento de datos en XML.

➤ Descripción de la base de datos en XML

Para realizar la escritura de la base de datos en XML (archivo con extensión *.xml), se define un esquema utilizando un archivo con extensión *.xsd. A continuación se describen todas las etiquetas que conforma el schema XML:

Inicialmente se define una etiqueta raíz denominada *System*, la cual contiene toda la información correspondiente al circuito simulado en el ATP. Esta etiqueta se subdivide en

tres componentes que son las etiquetas *Info*, *LoadList* y *LineList*, tal como se muestra en Figura 3.3.

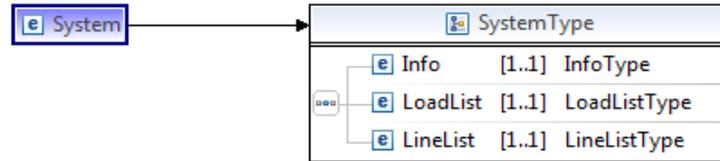


Figura 3.3. Etiqueta raíz del schemaXML.

La etiqueta *Info* (Figura 3.4) contiene, la información correspondiente a la compañía *Company* que emplee el formato, el contacto de la persona que lo emplee *Contact*, el caso de estudio *StudyCase*, la fecha en la cual se crea el archivo *Date*, la hora *Time* y la frecuencia del sistema *Frequency* en [Hz].

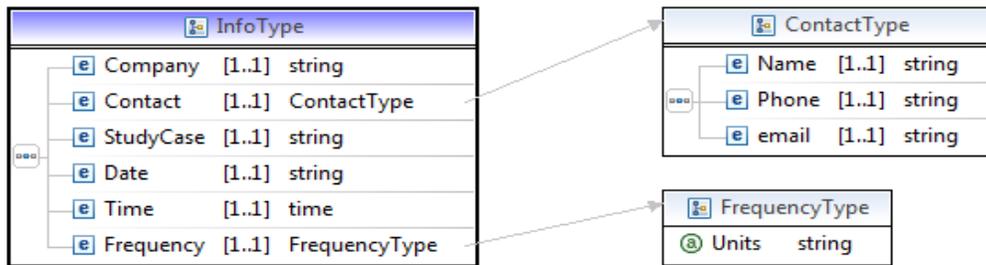


Figura 3.4. Etiqueta Info del schemaXML

La etiqueta *LoadList* hace referencia a una lista de todas las cargas existentes en el sistema, las cuales poseen una estructura como la mostrada en la Figura 3.5. Éstas se definen con un atributo denominado *Name* en donde se almacena el nombre de la carga, dos etiquetas que indican entre que nodos está conectada la carga (desde) *From*, (hasta) *to* y una etiqueta que contiene todos los parámetros de la carga *ParamLoad*.

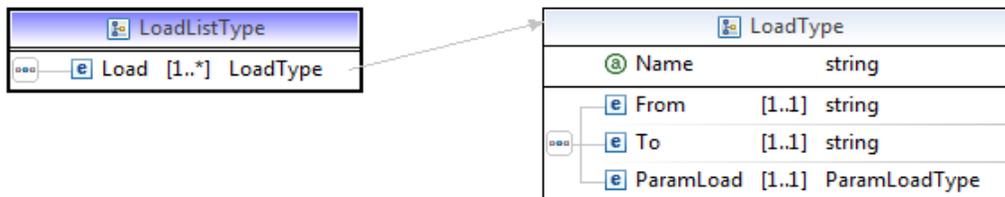


Figura 3.5. Etiqueta LoadList y ParamLoad del schemaXML

La etiqueta *ParamLoad* (Figura 3.6) contiene los parámetros de la carga tales como la parte resistiva (R), la parte reactiva (X), y la parte capacitiva (C). Cada etiqueta posee como atributo las unidades en ohmios [Ω] para las partes resistiva y reactiva, y para la parte capacitiva en [μ S].

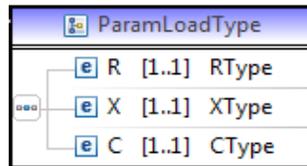


Figura 3.6. Etiqueta ParamLoad del schemaXML

La etiqueta *LineList* hace referencia a una lista de todos los tramos de línea existentes en el sistema. Cada tramo de línea (etiqueta *Line*) posee una estructura como la mostrada en la figura 3.7. Todos los tramos de línea poseen un atributo denominado *Name*, que corresponde al nombre del tramo de línea, y otras etiquetas con los nodos entre los que se encuentra el tramo de línea. El número de estas etiquetas, depende del tipo de tramo de línea (monofásico, bifásico ó trifásico).

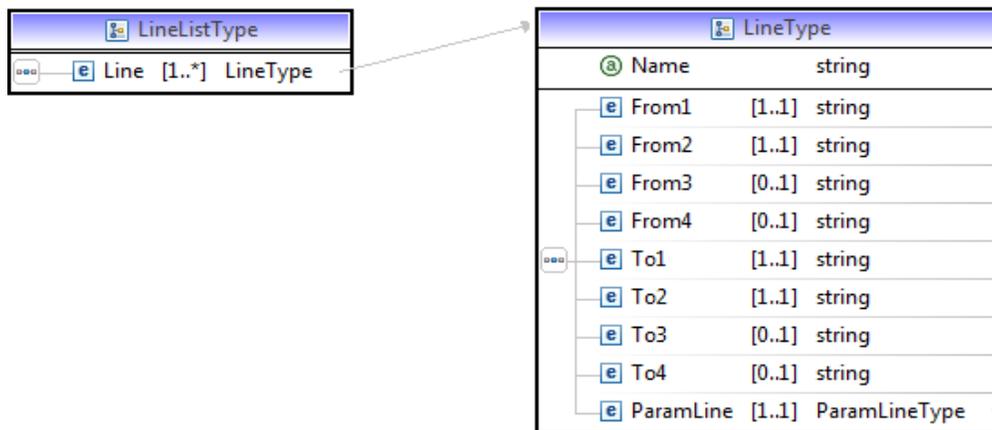


Figura 3.7. Etiqueta LineList del schemaXML.

La etiqueta *ParamLine* contiene la resistividad ρ , la frecuencia de operación *frequency*, la longitud *longitud* y las matrices de impedancia Z en $[\Omega]$, y de susceptancia B en $[\mu S]$ del tramo de línea, tal como lo muestra la Figura 3.8.

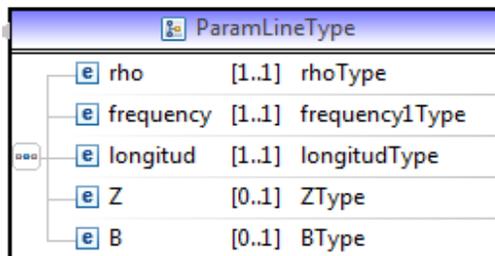


Figura 3.8. Etiqueta ParamLine del schemaXML.

➤ **Lectura de la base de datos en XML y almacenamiento en Matlab®**

En esta parte se tienen todos los parámetros del circuito de distribución en XML, a partir de ésta base de datos y mediante la herramienta “*The XML Toolbox*” [XML, 2007], de distribución gratuita, y en combinación con Matlab®, se realiza la lectura y almacenamiento de los datos del circuito en dos arreglos matriciales.

El primero de estos arreglos contiene la siguiente información de los tramos línea del circuito: nombre del tramo de línea, identificador del nodo inicial y del nodo final, la matriz de impedancia del tramo de línea en [Ω/km], la longitud del tramo de línea [km], la matriz de impedancia del tramo de línea en [Ω] y la matriz de admitancia paralelo de cada tramo $Y_{shunt}/2$ en [S], tal como se presenta en la tabla 3.1.

Nombre Línea	Nodo Inicial (From)	Nodo Final (To)	Z [Ω/km]	Longitud de la línea [km]	Z [Ω]	$Y_{shunt}/2$ [S]
'Línea T####'	'N####'	'N####'	$\begin{bmatrix} Z_{AA} & Z_{AB} & Z_{AC} \\ Z_{BA} & Z_{BB} & Z_{BC} \\ Z_{CA} & Z_{CB} & Z_{CC} \end{bmatrix}$	####	$\begin{bmatrix} Z_{AA} & Z_{AB} & Z_{AC} \\ Z_{BA} & Z_{BB} & Z_{BC} \\ Z_{CA} & Z_{CB} & Z_{CC} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} Y_{AA} & Y_{AB} & Y_{AC} \\ Y_{BA} & Y_{BB} & Y_{BC} \\ Y_{CA} & Y_{CB} & Y_{CC} \end{bmatrix}$

Tabla 3.1. Arreglo matricial de líneas.

El segundo arreglo matricial (Tabla 3.2) contiene información de las cargas del circuito, el identificador del nodo al cual se encuentra conectada la carga y las matrices de admitancia que la representan

Nodo	Matriz Carga Y_{carga} [S]
'N####'	$\begin{bmatrix} (Y_{AB} + Y_{CA}) & -Y_{AB} & -Y_{CA} \\ -Y_{AB} & (Y_{BC} + Y_{AB}) & -Y_{BC} \\ -Y_{CA} & -Y_{BC} & (Y_{CA} + Y_{BC}) \end{bmatrix}$

Tabla 3.2. Arreglo matricial de cargas.

b) Etapa 2. Algoritmo de reducción de sistemas ramificados a radiales equivalentes

A partir de los arreglos matriciales de tramos de línea y cargas, y determinando el nodo inicial y los nodos finales del sistema a reducir, se generan otros arreglos matriciales que junto con los arreglos iniciales, suministran toda la información de los sistemas radiales equivalentes, tal como se representa esquemáticamente en la figura 3.9.

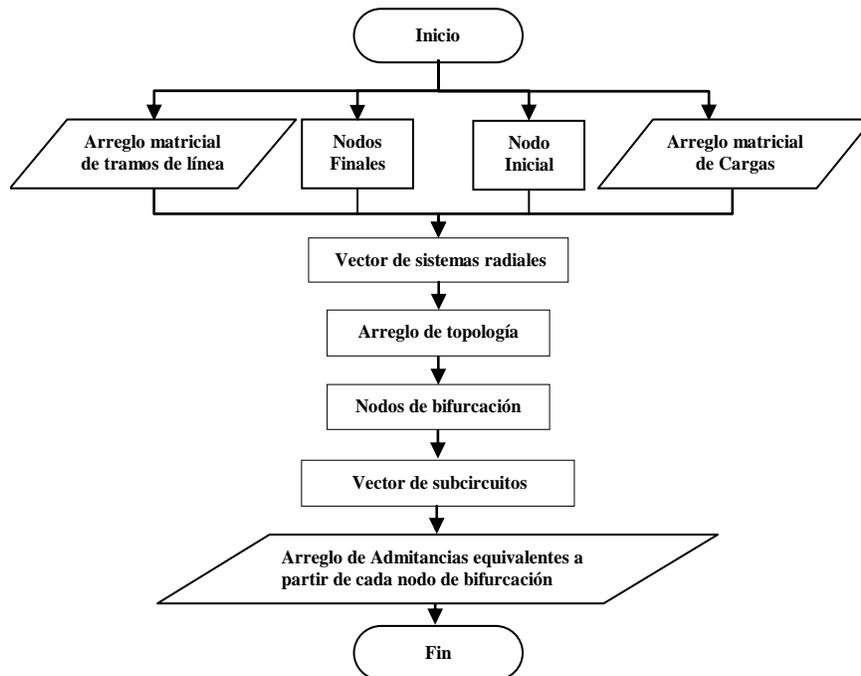


Figura 3.9. Reducción de sistemas ramificados a radiales equivalentes

➤ **Obtención del vector de sistemas radiales**

Para obtener el vector de sistemas radiales, se requiere conocer los nodos finales del sistema a reducir. Con cada uno de los nodos finales, que se almacena en la segunda columna del arreglo de topología de un sistema radial, se realiza la búsqueda del nodo almacenado en el arreglo matricial de líneas como nodo inicial de línea. Este nodo se almacena en la primera columna del arreglo de topología. A continuación, el nodo inicial almacenado pasa a ser el nodo final y por lo tanto se ubica en la segunda columna del arreglo de topología de un sistema radial. Esta operación se realiza repetidamente hasta recorrer todo el circuito, lo que equivale a encontrar el nodo inicial que a su vez corresponde a la subestación principal.

A manera de ejemplo sencillo, para el sistema mostrado en la Figura 3.10, que tiene tres nodos finales $N004$, $N006$ y $N007$ y el nodo inicial es $N001$. Siguiendo la metodología descrita, se encuentra un arreglo de topología de un sistema radial, como el mostrado en la tabla 3.3.

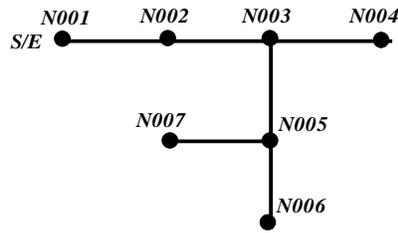


Figura 3.10. Sistema de distribución simplificado.

Nodo Inicial	Nodo Final	Fila arreglo de líneas
'N005'	'N006'	5
'N003'	'N005'	4
'N002'	'N003'	2
'N001'	'N002'	1

Tabla 3.3. Arreglo de topología de un sistema radial.

La metodología descrita permite obtener todos los sistemas radiales del sistema. Finalmente, el arreglo de sistemas radiales, es un vector que contiene las secuencias de nodos que conforman cada uno de los sistemas radiales equivalentes del sistema ramificado a reducir. Para el sistema de ejemplo mostrado en la figura 3.10, el vector de sistemas radiales se presenta en la tabla 3.4.

Sistema radial 1			Sistema radial 2			Sistema radial 3		
'N003'	'N004'	3	'N005'	'N006'	5	'N005'	'N007'	6
'N002'	'N003'	2	'N003'	'N005'	4	'N003'	'N005'	4
'N001'	'N002'	1	'N002'	'N003'	2	'N002'	'N003'	2
			'N001'	'N002'	1	'N001'	'N002'	1

Tabla 3.4. Vector de sistemas radiales del sistema ramificado de ejemplo.

➤ **Determinación de los nodos de bifurcación**

Cuando se desea obtener un sistema radial equivalente, es importante conocer cuáles son los nodos que en el sistema de distribución presentan bifurcaciones, ya que a partir de éstos se desprenden dos o más subcircuitos, que vistos desde un radial equivalente son admitancias concentradas en estos nodos.

Para conocer cuáles son los nodos del sistema ramificado que presentan bifurcaciones, se construye un arreglo de topología del sistema de distribución analizado. Del arreglo matricial de líneas se extraen las columnas de nodos iniciales y finales y además se adiciona una columna que hace referencia a la fila del arreglo matricial de líneas.

Para el sistema de ejemplo mostrado en la Figura 3.10, el arreglo de topología del sistema corresponde al presentado en la Tabla 3.5.

Nodo Inicial	Nodo Final	Fila arreglo de líneas
'N003'	'N004'	3
'N002'	'N003'	2
'N001'	'N002'	1
'N005'	'N006'	5
'N003'	'N005'	4
'N005'	'N007'	6

Tabla 3.5. Arreglo de topología del sistema de prueba.

Finalmente, en el arreglo de topología del sistema se busca en la columna ‘Nodo inicial’, los nodos que se repiten, y éstos corresponden a los nodos de bifurcación del sistema ramificado.

Según el arreglo presentado en la tabla 3.5, los nodos identificados como *N003* y *N005* son nodos de bifurcación, lo cual se verifica fácilmente al observar la figura 3.10.

➤ ***Obtención del arreglo de admitancias equivalentes a partir de un nodo de bifurcación***

Luego de determinar los nodos de bifurcación del sistema ramificado, se toma uno de ellos y se busca en uno de los elementos del vector de sistemas radiales. Si éste es encontrado quiere decir que a partir de este nodo se desprende un subcircuito. Para hallar cual es el subcircuito, se busca el nodo de bifurcación en todos los sistemas radiales, a excepción del sistema radial con el que se inició el procedimiento. Cuando se halla el nodo de bifurcación, se guarda la secuencia de nodos del sistema radial, hasta la posición de la columna nodo inicial, donde se encuentre el nodo de bifurcación buscado.

El procedimiento descrito anteriormente, se realiza para todos los nodos de bifurcación del sistema. En un arreglo de subcircuitos se almacena el número del sistema radial del cual se inició la búsqueda, el nodo de bifurcación y el subcircuito hallado.

Debido a que los subcircuitos encontrados pueden presentar bifurcaciones, se debe realizar una nueva búsqueda de subcircuitos en este arreglo. Este procedimiento se debe realizar hasta que no se encuentren más subcircuitos.

Finalmente, se obtiene un vector de arreglos de subcircuitos tal como el presentado en la tabla 3.6, para el sistema mostrado en la figura 3.10.

Subcircuitos (1)						Subcircuitos (2)				
# fila	Sistema Radial	Nodo de Bifurcación	Subcircuito			Fila de subcircuitos (1)	Nodo de Bifurcación	Subcircuito		
1	1	'N003'	'N005'	'N006'	5	1	'N005'	'N005'	'N007'	6
			'N003'	'N005'	4					
2	2	'N003'	'N003'	'N004'	3					
3	2	"N005"	'N005'	'N007'	6					
4	3	'N003'	'N003'	'N004'	3					
5	3	'N005'	'N005'	'N006'	5					

Tabla 3.6. Vector de subcircuitos del sistema de ejemplo.

Luego de tener el vector de arreglos de subcircuitos, se calcula la admitancia equivalente de cada uno, empezando por el último arreglo encontrado. Se realiza en este orden puesto que para obtener la admitancia equivalente de los demás subcircuitos, se requiere la admitancia equivalente obtenida para los últimos.

Finalmente, se obtiene un arreglo matricial de admitancias equivalentes compuesto por tres columnas. En la primera de éstas se almacena el número que identifica al sistema radial, en la siguiente columna se almacena el identificador del nodo de bifurcación y en la última columna se almacena la admitancia equivalente del subcircuito.

3.2.3. Interface gráfica de la herramienta de reducción de sistemas de distribución ramificados a radiales equivalentes

En la sección 3.2.2 se describió detalladamente una metodología generalizada para reducir sistemas de distribución ramificados a radiales equivalentes. Esta metodología fue desarrollada bajo el lenguaje de programación Matlab®, y como herramienta funcional se realizó una interface gráfica denominada *ATPeXchange* que obtiene un archivo en formato de Matlab®, con extensión *.mat, que contiene toda la información ordenada asociada a los circuitos radiales equivalentes de un sistema de distribución simulado en ATP.

La figura 3.11, muestra la interface gráfica de la herramienta *ATPeXchange* desarrollada.

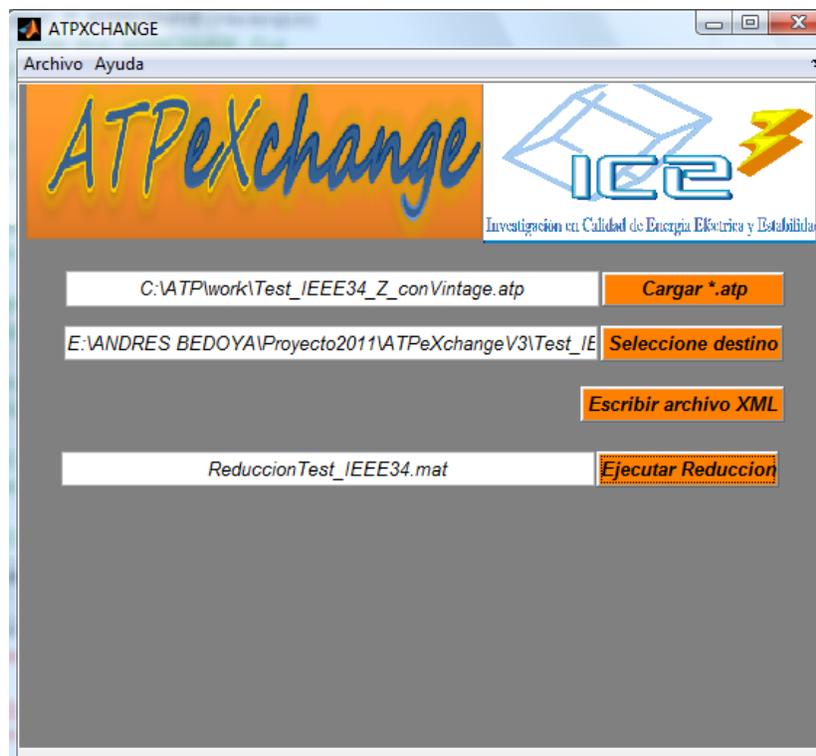


Figura 3.11. Interface gráfica de la herramienta *ATPeXchange*

3.2.4. Evaluación preliminar de la metodología generalizada de reducción de sistemas de distribución ramificados a radiales equivalentes

a) Descripción del sistema de prueba preliminar

Para validar la metodología generalizada de reducción de sistemas de distribución ramificados a radiales equivalentes, se emplea como sistema de prueba, un sistema de 13,2 kV, de 18 nodos y de 17 líneas, simulado en ATPDraw y se presenta en la figura 3.12.

El sistema tiene un ramal principal trifásico que se bifurca en tres ocasiones. La primera bifurcación corresponde a un ramal monofásico, la segunda a un ramal trifásico, que a la vez se bifurca, y la tercera bifurcación a un ramal bifásico.

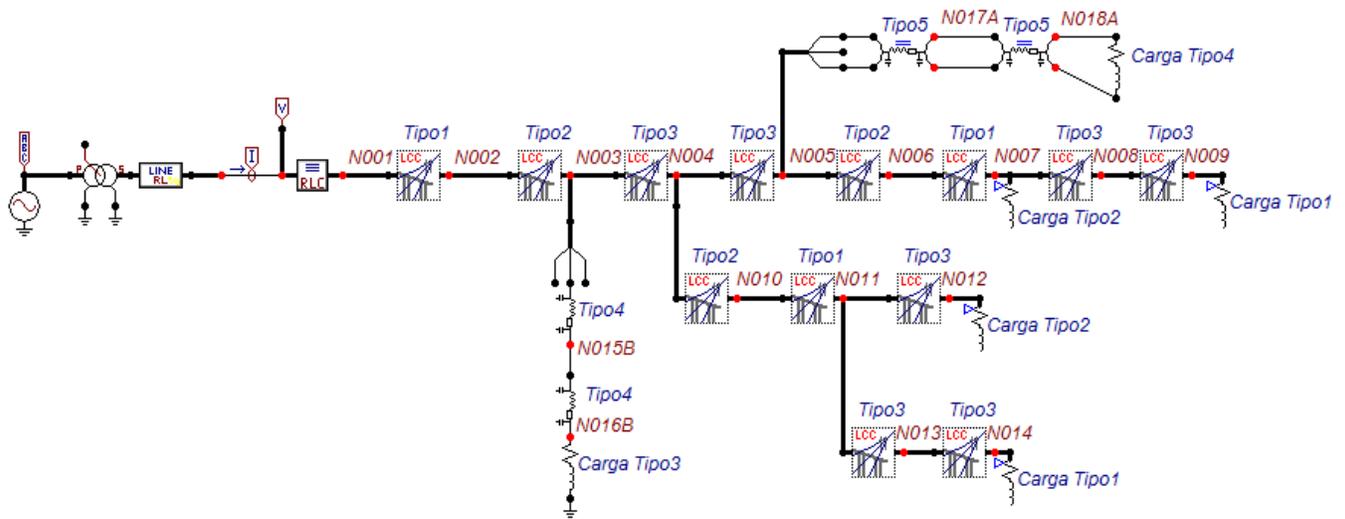


Figura 3.12. Sistema de prueba evaluación preliminar.

El sistema de prueba, presenta cinco tipos de tramos de línea y cuatro tipos de cargas que son mostrados en las tablas 3.7 y 3.8 respectivamente.

Tipo de tramo	Longitud [km]	Matriz de impedancia de línea [Ohms]		
1 "Trifásica"	6	1,597+4,799i	0,343+3,040i	0,343+2,784i
		0,343+3,043i	1,597 + 4,799i	0,343+3,040i
		0,343+2,784i	0,343+ 3,040i	1,597+ 4,799i
2 "Trifásica"	4	1,065+3,199i	0,229+1,805i	0,229+1,596i
		0,229+1,805i	1,065+3,199i	0,229+1,805i
		0,229+1,596i	0,229+ 1,805i	1,065+3,199i
3 "Trifásica"	5	1,334+3,995i	0,289+2,319i	0,289+2,048i
		0,289+2,319i	1,334+3,999i	0,289+2,299i
		0,289+2,048i	0,289+2,299i	1,334+ 3,996i
4 "Monofásica"	5	$\infty + \infty i$	0 + 0i	0 + 0i
		0 + 0i	2,417+ 4,609i	0 + 0i
		0 + 0i	0 + 0i	$\infty + \infty i$
5 "Bifásica"	5	8,212+7,247i	0 + 0i	0,290+2,472i
		0 + 0i	$\infty + \infty i$	0 + 0i
		0,290+ 2,472i	0 + 0i	8,213 +7,246i

Tabla 3.7. Tipos de tramos de línea del sistema de prueba.

Tipo carga	Matriz de admitancia de carga [Siemens]		
1 "Trifásica"	1,219e-4-9,756e-5i	-6,098e-5+4,878e-5i	-6,098e-5+4,878e-5i
	-6,098e-5+4,878e-5i	1,219e-4-9,756e-5i	-6,098e-5+4,878e-5i
	-6,098e-5+4,878e-5i	-6,098e-5+4,878e-5i	1,219e-4-9,756e-5i
2 "Trifásica"	0,0001-5,000e-5i	-5,000e-5+2,500e-5i	-5,000e-5+2,500e-5i
	-5,000e-5+2,500e-5i	0,0001-5,000e-5i	-5,000e-5+2,500e-5i
	-5,000e-5+2,500e-5i	-5,000e-5+2,500e-5i	0,0001-5,000e-5i
3 "Monofásica"	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i
	0 + 0i	8e-5-4e-5i	0 + 0i
	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i
4 "Bifásica"	5,882e-5-1,471e-5i	0 + 0i	-5,882e-5+1,471e-5i
	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i
	-5,882e-5+1,471e-5i	0 + 0i	5,882e-5-1,471e-5i

Tabla 3.8. Tipos de cargas del sistema de prueba.

b) Sistemas radiales equivalentes y arreglos derivados del sistema de prueba

Los arreglos matriciales iniciales que conforman los sistemas radiales equivalentes del sistema de prueba, son los arreglos de tramos de línea y cargas. Éstos se obtienen por medio del procedimiento descrito en la sección 3.2.2, y presentan la estructura descrita en la misma sección.

Un sistema de distribución ramificado presenta tantos sistemas radiales equivalentes como nodos finales existan. Para el sistema de prueba, se tienen 5 sistemas radiales. En la figura 3.13, se muestra un radial equivalente que parte desde el nodo N001 hasta el nodo N009.

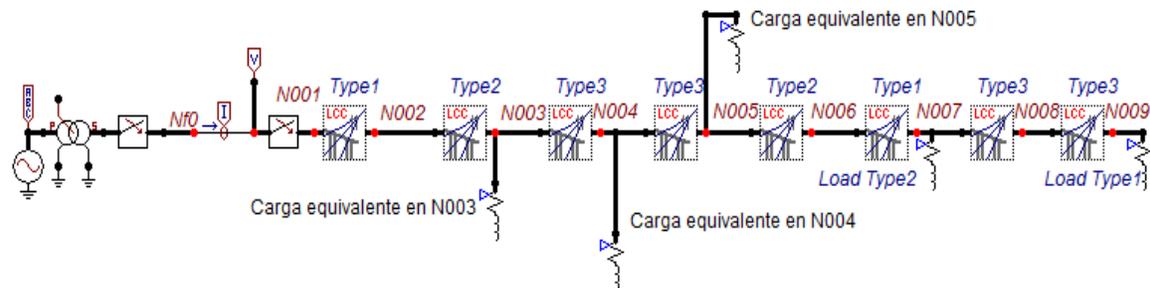


Figura 3.13. Sistema Radial equivalente entre nodos N001 y N009.

Todos los sistemas radiales equivalentes presentan formas similares a la mostrada en la figura 3.13. Las secuencias de nodos, que conforman los sistemas radiales se almacena en el vector de sistemas radiales, tal como se muestra en la tabla 3.9.

Sistema radial 1	Sistema radial 2	Sistema radial 3	Sistema radial 4	Sistema radial 5	
'N008'	'N011'	'N013'	'N015'	'N017'	
'N009'	'N012'	'N014'		'N016'	'N018'
'N007'	'N010'	'N013'		'N015'	'N005'
'N006'	'N011'	'N012'		'N003'	'N017'
'N005'	'N010'	'N010'		'N002'	'N005'
'N004'	'N004'	'N011'	'N001'	'N004'	
'N003'	'N003'	'N010'		'N003'	
'N002'	'N002'	'N004'		'N002'	
'N001'	'N001'	'N003'		'N001'	
		'N002'		'N002'	
		'N002'			
		'N001'			
		'N001'			

Tabla 3.9. Vector de sistemas radiales del sistema de prueba.

Para determinar los nodos de bifurcación, se realizó el procedimiento descrito en la sección 3.2.2.b. Se obtiene el arreglo de topología mostrado en la tabla 3.10 y a partir de éste se determinan que los nodos de bifurcación son los nodos 'N005', 'N004', 'N003' y 'N011'.

'N008'	'N007'	'N006'	'N005'	'N004'	'N003'	'N002'	'N001'	'N011'	'N010'	'N013'	'N011'	'N004'	'N015'	'N003'	'N017'	'N005'
'N009'	'N008'	'N007'	'N006'	'N005'	'N004'	'N003'	'N002'	'N012'	'N011'	'N014'	'N013'	'N010'	'N016'	'N015'	'N018'	'N017'
8	7	6	5	4	3	2	1	11	10	13	12	9	17	16	15	14

Tabla 3.10. Arreglo de topología transpuesto del sistema de prueba.

Luego que se han determinado todos los nodos de bifurcación del sistema de prueba, se aplica el procedimiento descrito en la sección 3.2.2.b para obtener el arreglo de admitancias equivalentes mostrado en la tabla 3.11, a partir de los nodos de bifurcación.

Sistema Radial	Nodo	Admitancia equivalente en el Nodo		
1	'N005'	5,869e-5 -1,471e-5i	0 + 0i	-5,869e-5 +1,471e-5i
		0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i
		-5,869e-5 +1,471e-5i	0 + 0i	5,869e-5 -1,471e-5i
1	'N004'	2,593e-4 -1,301e-4i	-1,296e-4 +6,501e-5i	-1,296e-4 +6,507e-5i
		-1,297e-4 +6,501e-5i	2,593e-4 -1,301e-4i	-1,297e-4 +6,501e-5i
		-1,296e-4 +6,507e-5i	-1,296e-4 +6,501e-5i	2,593e-4 -1,301e-4i
1	'N003'	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i
		0 + 0i	7,992e-5 -4,001e-5i	0 + 0i
		0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i
2	'N004'	2,797e-4 -1,622e-4i	-1,106e-4 +7,369e-5i	-1,691e-4 +8,848e-5i
		-1,106e-4 +7,369e-5i	2,212e-4 -1,474e-4i	-1,106e-4 +7,369e-5i
		-1,691e-4 +8,848e-5i	-1,106e-4 +7,369e-5i	2,797e-4 -1,622e-4i
2	'N003'	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i
		0 + 0i	7,992e-5 -4,001e-5i	0 + 0i
		0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i
2	'N011'	1,598e-4 -8,003e-5i	-7,991e-5 +4,001e-5i	-7,989e-5 +4,002e-5i
		-7,991e-5 +4,001e-5i	1,598e-4 -8,001e-5i	-7,991e-5 +4,001e-5i
		-7,989e-5 +4,002e-5i	-7,991e-5 +4,001e-5i	1,598e-4 -8,003e-5i
3	'N004'	2,797e-4 -1,622e-4i	-1,106e-4 +7,369e-5i	-1,691e-4 +8,848e-5i
		-1,106e-4 +7,369e-5i	2,212e-4 -1,474e-4i	-1,106e-4 +7,369e-5i
		-1,691e-4 +8,848e-5i	-1,106e-4 +7,369e-5i	2,797e-4 -1,622e-4i
3	'N003'	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i
		0 + 0i	7,992e-5 -4,001e-5i	0 + 0i
		0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i
3	'N011'	9,996e-5 -5,001e-5i	-4,998e-5 +2,500e-5i	-4,998e-5 +2,500e-5i
		-4,998e-5 +2,500e-5i	9,996e-5 -5,000e-5i	-4,998e-5 +2,500e-5i
		-4,998e-5 +2,500e-005i	-4,998e-5 +2,500e-5i	9,996e-5 -5,001e-5i
4	'N003'	5,378e-4 -2,923e-4i	-2,399e-4 +1,387e-4i	-2,979e-4 +1,537e-4i
		-2,399e-4 +1,387e-4i	4,797e-4 -2,774e-4i	-2,399e-4 +1,387e-4i
		-2,979e-4 +1,537e-4i	-2,399e-4 +1,387e-4i	5,378e-4 -2,924e-4i
5	'N005'	2,214e-4 -1,475e-4i	-1,107e-4 +7,372e-5i	-1,107e-4 +7,374e-5i
		-1,107e-4 +7,372e-5i	2,214e-4 -1,474e-4i	-1,107e-4 +7,372e-5i
		-1,107e-4 +7,374e-5i	-1,107e-4 +7,372e-5i	2,214e-4 -1,475e-4i
5	'N004'	2,593e-4 -1,301e-4i	-1,296e-4 +6,501e-5i	-1,296e-4 +6,507e-5i
		-1,297e-4 +6,501e-5i	2,593e-4 -1,301e-4i	-1,297e-4 +6,501e-5i
		-1,296e-4 +6,507e-5i	-1,296e-4 +6,501e-5i	2,593e-4 -1,301e-4i
5	'N003'	0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i
		0 + 0i	7,992e-5 -4,001e-5i	0 + 0i
		0 + 0i	0 + 0i	0 + 0i

Tabla 3.11. Arreglo de admitancias equivalente del sistema de prueba.

c) Evaluación preliminar con medidas de corrientes

Para probar la metodología generalizada de reducción de sistemas de distribución ramificados a radiales equivalentes, se adquieren mediciones de tensión y corriente en los nodos donde el sistema de prueba se ramifica. Para el caso del radial presentado en figura 3.13 los nodos son *N003*, *N004* y *N005*.

A partir de las tensiones medidas y empleando (3.4), se calculan las corrientes que representan las cargas equivalentes para el circuito, tal como se muestra en la Tabla 3.12.

$$I_{equiv[abc]} = Y_{equiv[abc]} V_{Nodo[abc]} \quad (3.4)$$

La validación se realiza con las mediciones de corriente en los nodos donde existen cargas equivalentes, debido que la mayoría de los métodos de localización de fallas requieren de las corrientes calculadas a partir del radial equivalente. Si las corrientes calculadas son similares a las medidas, se puede afirmar que la metodología propuesta es adecuada.

N004							
Fase	Tensiones [V]	Ang V[°]	I med[A]	Ang I	Icalc [A]	Ang Icalc[°]	Error I [%]
A	7243,6000	95,3150	9,0586	29,7790	9,0070	30,0396	0,5696
B	7309,6000	-24,8360	9,0299	-89,6960	9,1220	-89,3398	-1,0199
C	7316,8000	-145,7500	9,1108	150,4700	9,1440	149,9972	-0,3644
N003							
Fase	Tensiones [V]	Ang V[°]	I med[A]	Ang I	Icalc [A]	Ang Icalc[°]	Error I [%]
A	7288,000	95,219	0,000	95,219	0,000	0,000	0,000
B	7345,800	-24,863	2,019	-96,928	2,039	-96,498	-0,976
C	7359,700	-145,720	0,000	-145,720	0,000	0,000	0,000
N005							
Fase	Tensiones [V]	Ang V[°]	I med[A]	Ang I	Icalc [A]	Ang Icalc[°]	Error I [%]
A	7218,700	95,384	3,264	-6,441	3,251	-6,766	0,383
B	7291,300	-24,821	0,000	-24,821	0,000	0,000	0,000
C	7291,900	-145,780	3,308	175,870	3,294	175,572	0,429

Tabla 3.12. Comparación entre las corrientes medidas y las corrientes calculadas a partir de la tensión nodal.

Como se puede apreciar para los nodos de prueba presentados en la Tabla 3.12, los errores son del orden del 1.019% como máximo. Lo que indica que la metodología de reducción de circuitos es válida y aplicable para sistemas de distribución.

3.3. Herramienta de simulación automática de fallas modificada

3.3.1. Reseña histórica acerca del simulador automático de fallas

El prototipo básico de la herramienta de simulación automática de fallas fue desarrollado por Victor Barrera y Jorge Cormane, integrantes del grupo de investigación en sistemas de energía eléctrica (GISEL), de la Universidad Industrial de Santander (UIS).

En el 2005, este prototipo fue perfeccionado y modificado por parte de Juan Carlos Bedoya integrante, del grupo investigación en calidad de la energía eléctrica y estabilidad (ICE3) de la Universidad Tecnológica de Pereira (UTP), para realizar la simulación de múltiples fallas, requeridas para modelar las protecciones de un sistema de distribución en un esquema de salvamento de fusibles y adicionalmente para entrenar y validar metodologías de localización de fallas basadas en el conocimiento, tal como se presenta en [MOBEI, 2006] y en [MOBEII, 2006].

Posteriormente se decidió mejorar la herramienta de simulación automática de fallas con el desarrollo del proyecto de grado en la UIS, *Caracterización de circuitos de distribución para estudios de calidad en sistemas eléctricos*, realizado por los estudiantes de ingeniería eléctrica Ronald Javier Villar Cruz y Felix Antonio Jaimes Flórez, dirigido por el docente Gabriel Ordoñez de la UIS y codirigido por el docente Juan José Mora de la UTP, bajo el marco del proyecto *Modelos híbridos para la localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica* realizado por el Grupo de Investigación en Sistemas de Energía Eléctrica (GISEL) de la UIS, financiado por COLCIENCIAS e ISA, junto con el investigador Juan José Mora, el Grupo de Planeamiento de Sistemas Eléctricos y el grupo de Investigación en Calidad de Energía y estabilidad (ICE3) de la Universidad Tecnológica de Pereira (UTP).

Luego en [PEREZ, 2010], el entonces estudiante de maestría en ingeniería eléctrica de la UTP, Lucas Pérez retoma la herramienta de simulación automática de fallas y propone una alternativa eficiente para reducir el tiempo computacional requerido para la obtención de una base de datos de fallas.

Finalmente, en [MARIN, 2013] se realizaron algunas mejoras a la herramienta de simulación automática de fallas, entre las que tenemos la modificación de la simulación de fallas bifásicas a tierra, el cambio de la interfaz grafica, el cambio del modulo de conversión de archivos *.pl4 a *.mat y la depuración de algunas subrutinas innecesarias.

3.3.2. Descripción de la herramienta de simulación automática de fallas

La herramienta de simulación automática de fallas, emplea como programa de simulación de eventos transitorios electromagnéticos el ATP en combinación con Matlab®.

Para efectuar, la simulación de fallas en un sistema de distribución, se debe contar con el circuito modelado en ATPdraw. El ATPdraw es una interface gráfica que permite crear una “tarjeta base” (archivo con extensión *.atp), que codifica toda la información del modelo del sistema de distribución.

En la figura 3.14, se muestra la estructura genérica de la simulación automática de fallas, y a continuación se describen las etapas más relevantes.

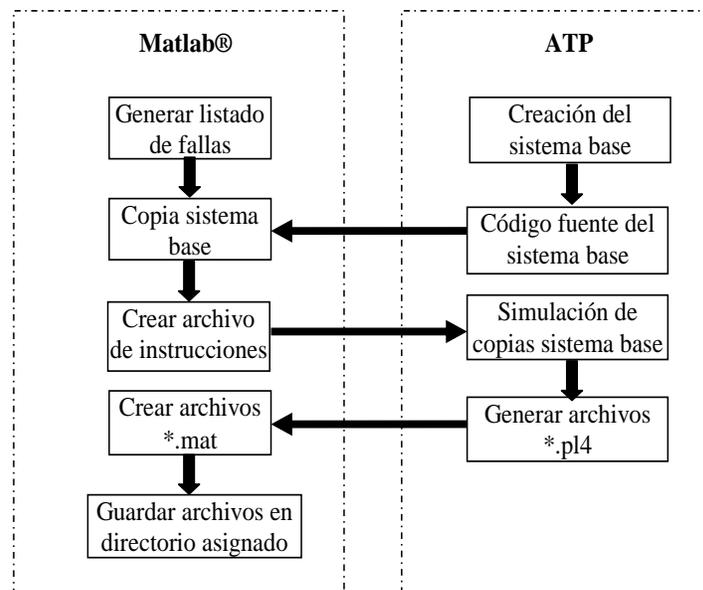


Figura 3.14. Estructura genérica de la simulación automática de fallas.

a) Generación del listado de fallas

Empleando Matlab®, se crea un archivo de texto de nombre *FileListATPFault.txt*, que contiene todas las fallas que se deben simular. Cada línea de texto de este archivo presenta la siguiente estructura *FallaXX_BYYY_RFZZ.atp*, donde *XX* se asocia a dos números de 01 a 11, que representan los 11 tipos de falla tal como se muestra en la tabla 3.13. Las letras *YYY* representan el número de la barra bajo falla de 001 a 999, y *ZZ* representa un número asociado a la resistencia de falla. Por lo general las resistencia de falla se asumen en un rango entre 0 a 40Ω.

Codificación (XX)	Tipo de falla
01	Monofásica a tierra fase A
02	Monofásica a tierra fase B
03	Monofásica a tierra fase C
04	Bifásica fases AB
05	Bifásica fases BC
06	Bifásica fases CA
07	bifásica fases AB y tierra
08	bifásica fases BC y tierra
09	bifásica fases CA y tierra
10	Falla trifásica
11	Falla trifásica a tierra

Tabla 3.13. Tipos de falla.

b) Generación de copias de la tarjeta base

La simulación automática de fallas, realiza múltiples copias de la “tarjeta base”. A cada una de estas copias se les adiciona en su código un elemento fallador, que presenta una configuración diferente, dependiendo del tipo de falla que se requiere simular [PEREZ, 2010]. Para realizar esto, se llama el archivo *FileListATPFault.txt* y de acuerdo a la información de las líneas de texto contenidas en el archivo, se crean y son nombradas las copias requeridas de la “tarjeta base”.

c) Ejecución automática de los archivos copia para fallas

Con el fin de ejecutar de forma automática, cada uno de los archivos *.atp, copias de la “tarjeta base”, que representa cada una de las fallas. Se emplea un archivo de instrucciones de procesamiento por lotes (batch), de extensión *.bat.

En este archivo se ejecutan cada uno de los archivos *.atp, generados en la etapa anterior, debido a que en la simulación de un archivo *.atp se generan archivos con extensión *.dbg, *.tmp, *.lis y *.pl4, de los cuales solo interesa este último, pues contienen las muestras de las señales de tensión y corriente de las tres fases. Entonces los demás archivos son eliminados.

Es importante mencionar que la ejecución de los archivos *.atp, se realiza de forma simultánea, ejecutando todos los archivos asociados a las fallas del tipo monofásicas a tierra (01, 02, 03), las del tipo bifásicas (04, 05, 06), bifásicas a tierra (07, 08, 09) y las del tipo trifásicas (10,11). De esta manera se conserva la ejecución en paralelo de algunos eventos [PEREZ, 2010].

Finalmente, el archivo de instrucciones (batch), cambia de ubicación los archivos con extensión *.pl4 asociados a cada una de las fallas simuladas.

d) Conversión de archivos *.pl4 a *.mat

Como resultado de todas las fallas simuladas, se obtienen archivos con extensión *.pl4, que contienen los registros de tensión y corriente medidos en la subestación. Estos registros deben convertirse a *.mat, para luego procesar las señales de tensión y de corriente en Matlab® y obtener los fasores de prefalla y falla de las señales.

El proceso de conversión, se realiza empleando un archivo de instrucciones de procesamiento por lotes (batch), básicamente este archivo llama al programa GTPPL32.exe y a éste se le asigna la conversión de un conjunto de archivos *.pl4, por medio de un archivo *.txt, que indica la conversión en paralelo de los archivos *.pl4, asociados a un tipo de falla. Este proceso de conversión se realiza de manera similar a la ejecución de los archivos *.atp, descrita en la etapa anterior.

e) Almacenamiento de los fasores obtenidos en Matlab®.

Finalmente, los fasores de tensiones y corrientes de prefalla y falla adquiridos, en la subestación, para diferentes tipos de falla son almacenados de forma ordenada en un archivo con nombre *Descriptores.mat*.

3.3.3. Mejoras realizadas a la herramienta de simulación automática de fallas para obtener medidas en todos los nodos del sistema

Parte del objetivo principal de esta investigación, consiste en proponer una estrategia que permita mejorar el desempeño de los MBM, ubicando medidores de tensión y corriente en nodos diferentes al de la subestación. Para cumplir con esto fue necesario adicionar a la herramienta de simulación automática de fallas, medidores de tensión y corriente en todos los nodos del sistema, con el fin de poder obtener las medidas de tensión y de corriente en estado de prefalla y falla bajo cualquier condición de falla simulada en ATP.

La figura 3.15, muestra el procedimiento efectuado para obtener las medidas de tensión y corriente en todos los nodos de un sistema, bajo cualquier condición de falla simulada.

A la herramienta de simulación automática de fallas se le adiciona en su ejecución la función *IngresarMedidores.m*, que tiene como entradas la “tarjeta base” del circuito (archivo con extensión *.atp) y la base de datos de los parámetros del circuito en Matlab® (archivo reducción del circuito *.mat). Con ayuda del arreglo de tramos de líneas, se determina la lista de los medidores de tensión y corriente que se deben adicionar a la “tarjeta base”.

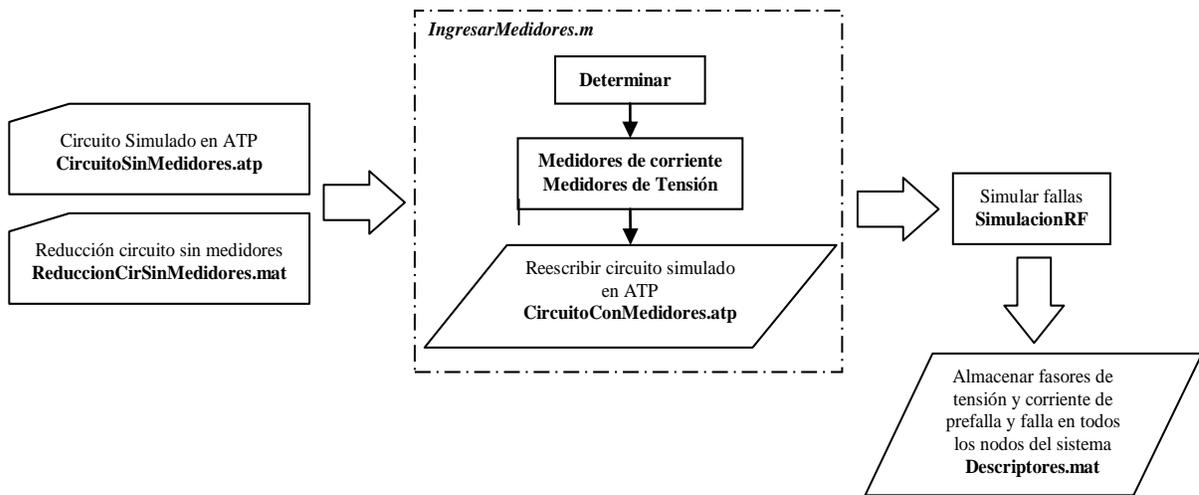


Figura 3.15. Procedimiento efectuado para obtener medidas de tensión y corriente en todos los nodos.

Para obtener la medida de corriente en todos los tramos de línea de un circuito de distribución simulado en ATP, es necesario añadir un nodo adicional en cada tramo de línea. Empleando una nomenclatura ordenada, se designa cada nodo adicional con la letra M seguido de los tres dígitos que corresponden al nodo final de cada línea tal como se presenta en la figura 3.16.

Los medidores de tensión solo requieren ubicarse en un nodo específico. Como convención se selecciono adicionar medidores de tensión siempre en el nodo inicial de cada tramo de línea tal como se muestra en la figura 3.16.

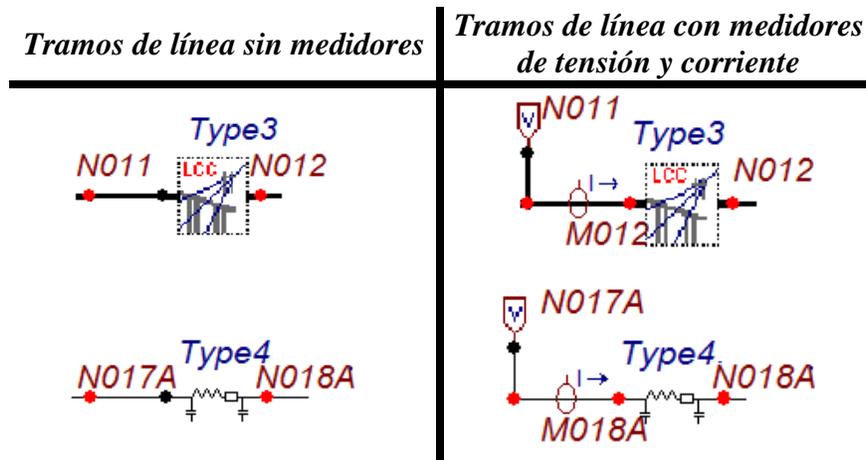


Figura 3.16. Nomenclatura empleada para la obtención de medidas de tensión y corriente en cada tramo de línea.

Luego de contar con la lista de medidores de tensión y corriente, la función *IngresarMedidores.m*, copia la “tarjeta base” del circuito simulado en ATP, y escribe en la tarjeta los medidores de corriente y tensión, tal como se muestra en las figuras 3.17 y 3.18 respectivamente.

N010C M011C	MEASURING	1
N011A M012A	MEASURING	1
N011B M012B	MEASURING	1
N011C M012C	MEASURING	1
N011A M013A	MEASURING	1
N011B M013B	MEASURING	1
N011C M013C	MEASURING	1
N013A M014A	MEASURING	1
N013B M014B	MEASURING	1
N013C M014C	MEASURING	1
N005A M006A	MEASURING	1
N005B M006B	MEASURING	1
N005C M006C	MEASURING	1
N006A M007A	MEASURING	1
N006B M007B	MEASURING	1
N006C M007C	MEASURING	1
N007A M008A	MEASURING	1
N007B M008B	MEASURING	1
N007C M008C	MEASURING	1
N008A M009A	MEASURING	1
N008B M009B	MEASURING	1
N008C M009C	MEASURING	1
N005A M017A	MEASURING	1
N017A M018A	MEASURING	1
N018A M019A	MEASURING	1
N009A M020A	MEASURING	1

Figura 3.17. Segmento de código escrito en la “tarjeta base” para ingresar medidores de corriente.

En las figuras 3.17 y 3.18 se resalta con un recuadro, los medidores de corriente y tensión que corresponden a los ubicados en los tramos de línea presentados en la figura 3.16.

```

/OUTPUT
Nf01A Nf01B Nf01C N002A N002B N002C N003A N003B N003C N015B N004A N004B N004C
N005A N005B N005C N010A N010B N010C N011A N011B N011C N013A N013B N013C N006A
N006B N006C N007A N007B N007C N008A N008B N008C N017A N018A N009A N009B N009C
N014A N014B N014C

```

Figura 3.18. Segmento de código escrito en la “tarjeta base” para ingresar medidores de tensión.

La función *IngresarMedidores.m* también modifica los nodos de conexión de los tramos de línea, debido a que para adicionar medidores de corriente a un sistema simulado en ATP, se requiere ingresar un nodo adicional por cada línea. La tabla 3.14 muestra el segmento de código de la “tarjeta base” que se modifica al considerar los nodos adicionales ubicados en los tramos de línea presentados en la figura 3.16.

<i>Código tramos de línea sin medidores</i>	<i>Código tramos de línea con medidores</i>
C Tipo3 LongLCC_5 \$INCLUDE, C:\ATP\work\T003.lib, N011A#, N011B#, N011C#, N012A#, N012B# \$\$, N012C#	C Tipo3 LongLCC_5 \$INCLUDE, C:\ATP\work\T003.lib, M012A#, M012B#, M012C# N012A#, N012B# \$\$, N012C#
C Tipo4 Long_5000 1 N017A N018A 2.416861585 4.609550625 1.2229765	C Tipo4 Long_5000 1 M017A N017A 2.416861585 4.609550625 1.2229765

Tabla 3.14. Segmentos de código por cada tramo de línea.

Como salida la función *IngresarMedidores.m*, entrega una nueva “tarjeta base” del circuito de distribución simulado en ATP, que ya contiene medidores de tensión y de corriente en todos los nodos. Dicha tarjeta se emplea como entrada de la herramienta de simulación automática de fallas, que opera tal como se describió en la sección 3.3.2, pero que adicionalmente al momento de simular fallas, obtiene en los archivos con extensión *.pl4 los registros de tensión y corriente medidos en la subestación y en todos los medidores de tensión y corriente adicionales ubicados en el sistema. Posteriormente, la herramienta de simulación automática de fallas, realiza la conversión de todos los registros de tensión y corriente del formato (*.pl4) al formato compatible con Matlab® (*.mat), realizando el mismo procedimiento descrito en la sección 3.3.2. Luego, se aplica la transformada de Fourier a todos los registros de tensión y corriente para obtener los fasores de prefalla y falla en todos los medidores y para todas las fallas simuladas. Finalmente, los fasores de tensiones y corrientes obtenidos para todos los nodos del sistema, se almacenan en el archivo *Descriptores.mat* en dos matrices. La primera de ellas corresponde a la matriz *INFad* que tiene la estructura presentada en la tabla 3.15.

<i>Tipo de falla</i>	<i>Nodo falla</i>	<i>Resistencia de falla</i>	<i>Nodo 1</i>	<i>Nodo 2</i>
##	###	#	###	###

Tabla 3.15. Estructura matriz *INFad*.

La primera columna de la matriz *INFad* define el tipo de falla simulada y corresponde a un número del 1 al 11 que indica el tipo de falla, siguiendo la codificación presentada en la tabla 3.12. La siguiente columna de la matriz *INFad* corresponde a un número entre 1 y 999 que representa el nodo del sistema en el que se simuló la falla. La tercera columna de la matriz *INFad* corresponde a un número que indica la posición del vector *RESISTENCIA*, que contiene los valores de la resistencia con que se simuló las fallas. Las columnas cuatro y cinco contienen los nodos entre los cuales se adquirió la medida de corriente.

La segunda matriz se denomina *DESad* y contiene los fasores de corrientes y tensiones de prefalla y falla adquiridos por cada medidor. La estructura de esta matriz se presenta en la tabla 3.16.

I_{PF_A}	I_{PF_B}	I_{PF_C}	I_{F_A}	I_{F_B}	I_{F_C}	V_{P_A}	V_{P_B}	V_{P_C}	V_{F_A}	V_{F_B}	V_{F_C}
# + #i	# + #i	# + #i	# + #i	# + #i	# + #i	# + #i	# + #i	# + #i	# + #i	# + #i	# + #i

Tabla 3.16. Estructura matriz *DESad*.

Las dos matrices se relacionan de acuerdo a sus filas, pues la fila de la matriz *INFad* indica la posición de la matriz *DESad* donde se encuentran los fasores de corrientes de prefalla y falla adquiridos entre los nodos indicados en las columnas cuatro y cinco de la matriz *INFad*. Los fasores de tensiones de prefalla y falla almacenados en la matriz *DESad* corresponden a las tensiones adquiridas en el nodo indicado en la columna cuatro de la matriz *INFad*.

La figura 3.19, muestra la interface gráfica de la herramienta de simulación automática de fallas que permite obtener medidas de tensión y corriente en todos los nodos de un sistema de distribución simulado en ATP.



Figura 3.19. Interface gráfica de la herramienta de simulación automática de fallas con medidores en todos los nodos.

3.4. Técnica propuesta para la localización de fallas en sistemas de distribución basada en la estimación de la impedancia

La metodología para la localización de fallas (MBM) que se propone, se define a partir del circuito de la figura 3.20, que muestra una sección de línea entre los nodos (x) y (y) de un alimentador de distribución bajo falla.

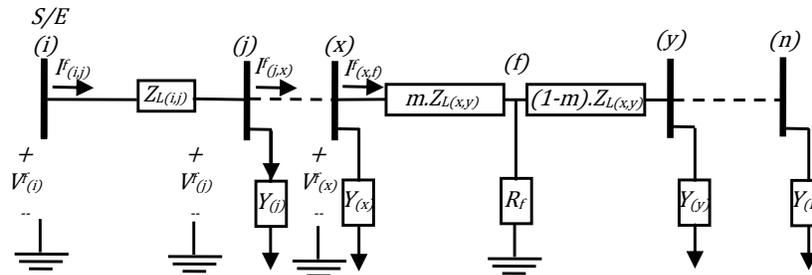


Figura 3.20. Diagrama unifilar de un sistema con falla entre los nodos (x) y (y).

Donde,

$[V_{(i)}^f]$: Tensiones de fase en condición de falla, medidas en la subestación (nodo (i)).

$[V_{(x)}^f]$: Tensiones de fase, calculadas en el nodo (x) en condición de falla.

$[I_{(i,j)}^f]$: Corrientes de fase en condición de falla, medidas en la subestación.

$[I_{(x,f)}^f]$: Corrientes de fase, calculadas entre el nodo (x) y (f) en condición de falla.

$[Y_{(x)}]$: Matriz admitancia de carga en el nodo (x).

$[Z_{L(x,y)}]$: Matriz impedancia de fase en Ω , de la sección de línea entre los nodos (x) y (y).

m : Distancia a la falla por unidad de longitud.

R_f : Resistencia de falla.

3.4.1. Análisis para fallas monofásicas a tierra

En caso que ocurra una falla monofásica a tierra, en la sección de línea entre los nodos (x) y (y) del alimentador de la figura 3.20, el circuito equivalente en redes de secuencia corresponde al mostrado en la figura 3.21.

En el circuito presentado en la figura 3.21, se conocen las tensiones de secuencia positiva (V_1), negativa (V_2) y cero (V_0) en el nodo (x), las corrientes de secuencia positiva (I_1),

negativa (I_2) y cero (I_0) que fluyen desde el nodo (x) al punto de falla (f) y las impedancias de secuencia positiva (Z_1), negativa (Z_2) y cero (Z_0) de la sección de línea entre los nodos (x) y (y).

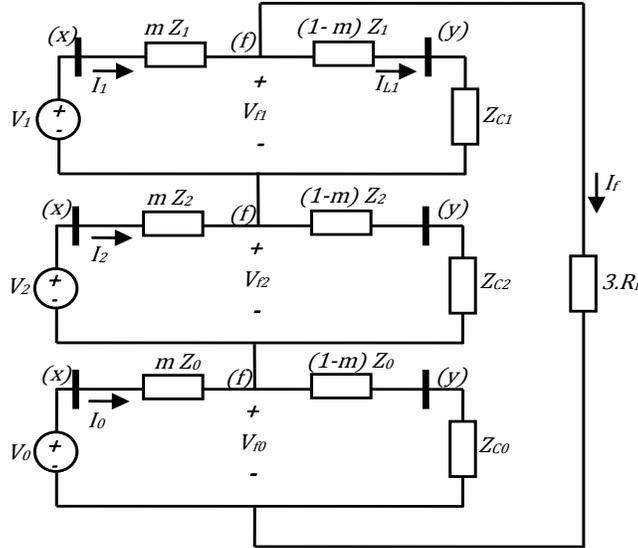


Figura 3.21. Circuito equivalente en redes de secuencia en caso de falla monofásica a tierra.

La figura 3.21, muestra tres impedancias (Z_{c1} , Z_{c2} y Z_{c0}) que permiten considerar la carga que alimenta el circuito en condición de falla, las cuales por ahora se asumen conocidas. En la sección 3.4.4.c se presenta la forma de calcular la impedancia de carga de secuencia positiva (Z_{c1}), que se requiere para el análisis circuital que a continuación se realiza.

Del circuito de la figura 3.21, se obtienen las ecuaciones (3.4), (3.5), (3.6) y (3.7).

$$V_{f1} = V_1 - mZ_1 I_1 \quad (3.4)$$

$$V_{f1} = ((1-m)Z_1 + Z_{c1}) I_{L1} \quad (3.5)$$

$$I_{L1} = I_1 - I_f \quad (3.6)$$

$$V_0 + V_1 + V_2 - m(Z_0 I_0 + Z_1 I_1 + Z_2 I_2) = 3R_f I_f \quad (3.7)$$

De las ecuaciones (3.4), (3.5), y (3.6) se obtiene la ecuación (3.8).

$$I_f = \frac{Z_1 I_1 + Z_{c1} I_1 - V_1}{Z_1 - mZ_1 + Z_{c1}} \quad (3.8)$$

Reemplazando la ecuación (3.8) en (3.7) y realizando las operaciones respectivas se obtiene la ecuación (3.9).

$$KB m^2 + KC m + KD = R_f KA \quad (3.9)$$

Donde:

$$\begin{aligned} KA &= 3(Z_1 I_1 + Z_{c1} I_1 - V_1) \\ KB &= Z_0 Z_1 I_0 + Z_1^2 I_1 + Z_1 Z_2 I_2 \\ KC &= -Z_0 Z_1 I_0 + Z_1^2 I_1 - Z_2 Z_1 I_2 - Z_1 V_0 - Z_1 V_1 - Z_1 V_2 - Z_0 I_0 Z_{c1} - \dots \\ &\quad \dots - Z_1 I_1 Z_{c1} - Z_2 I_2 Z_{c1} \\ KD &= Z_1 V_0 + Z_1 V_1 + Z_1 V_2 + Z_{c1} V_0 + Z_{c1} V_1 + Z_{c1} V_2 \end{aligned} \quad (3.10)$$

La ecuación (3.9) es un polinomio de segundo orden con constantes complejas, donde se tienen dos incógnitas (R_f y m). Para resolver este polinomio, se separa en parte real y parte imaginaria a la expresión (3.9), y se obtienen dos ecuaciones con dos incógnitas, tal como lo muestra la ecuación (3.11) en donde los subíndices r e i hacen referencia a la parte real e imaginaria de cada constante.

$$\begin{aligned} KB_r m^2 + KC_r m + KD_r &= R_f KA_r \\ KB_i m^2 + KC_i m + KD_i &= R_f KA_i \end{aligned} \quad (3.11)$$

De la parte real se despeja la resistencia de falla (R_f) y se reemplaza en la parte imaginaria obteniendo la expresión (3.12), que al ser resuelta permite obtener la distancia a la falla (m).

$$m^2 \left(\frac{KA_i KB_r}{KA_r} - KB_i \right) + m \left(\frac{KA_i KC_r}{KA_r} - KC_i \right) + \left(\frac{KA_i KD_r}{KA_r} - KD_i \right) = 0 \quad (3.12)$$

3.4.2. Análisis para fallas bifásicas

En el caso de una falla bifásica, en la sección de línea entre los nodos (x) y (y), del alimentador mostrado en la figura 3.20, el circuito equivalente en redes de secuencia corresponde al que se presenta en la figura 3.22.

Del circuito de la figura 3.22, se obtienen las ecuaciones (3.13), (3.14), (3.15) y (3.16).

$$V_{f1} = V_1 - m Z_1 I_1 \quad (3.13)$$

$$V_{f2} = V_2 - m Z_2 I_2 \quad (3.14)$$

$$V_{f2} - V_{f1} = R_f I_f \quad (3.15)$$

$$V_{f1} = (I_f + I_1)((1 - m)Z_1 + Z_{c1}) \quad (3.16)$$

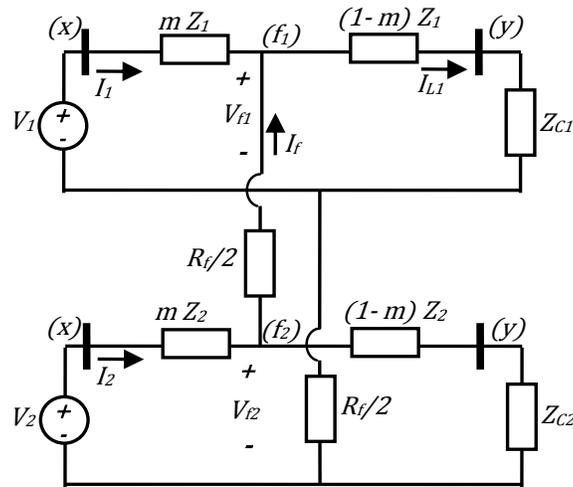


Figura 3.22. Circuito equivalente en redes de secuencia, en caso de una falla bifásica.

Igualando las ecuaciones (3.13) y (3.16) se obtiene la ecuación (3.17) y de las ecuaciones (3.14) y (3.15) se obtiene la ecuación (3.18).

$$V_1 - mZ_1 I_1 = (I_f + I_1)((1 - m)Z_1 + Z_{C1}) \quad (3.17)$$

$$I_f = \frac{(V_2 - mZ_2 I_2) - (V_1 - mZ_1 I_1)}{R_f} \quad (3.18)$$

Reemplazando la ecuación (3.18) en (3.17) y realizando las operaciones respectivas se obtienen la ecuación (3.19).

$$KF m^2 + KG m + KH = R_f KE \quad (3.19)$$

Donde:

$$\begin{aligned} KE &= V_1 - Z_1 I_1 + Z_{C1} I_1 \\ KF &= Z_1 Z_2 I_2 + Z_1^2 I_1 \\ KG &= Z_1 V_1 - Z_1 V_2 - Z_2 Z_1 I_2 - Z_1 I_1 Z_{C1} - Z_2 I_2 Z_{C1} + Z_1^2 I_1 \\ KH &= Z_1 V_2 + Z_{C1} V_2 - Z_1 V_1 - Z_{C1} V_1 \end{aligned} \quad (3.20)$$

La ecuación (3.19) corresponde a una ecuación cuadrática compleja muy similar a la presentada en (3.11). Esta es resuelta como se describe previamente en el caso de fallas monofásicas a tierra.

3.4.3. Análisis para fallas trifásicas

En el caso de fallas trifásicas, las redes de secuencia se consideran de forma independiente. Por lo tanto se realiza el análisis únicamente con el circuito de secuencia positiva, que se presenta en la figura 3.23.

Del circuito de la figura 3.23, se obtiene (3.21).

$$\frac{V_1}{I_1} = m Z_1 + \frac{R_f((1-m)Z_1 + Z_{C1})}{R_f + (1-m)Z_1 + Z_{C1}} \quad (3.21)$$

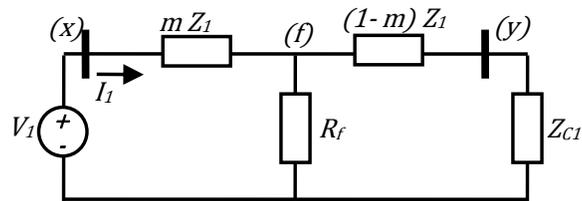


Figura 3.23. Circuito equivalente en redes de secuencia en caso de falla trifásica.

Realizando las operaciones indicadas en (3.21), es posible obtener la ecuación (3.22).

$$KJ m^2 + KK m + KL = R_f KI \quad (3.22)$$

Donde:

$$\begin{aligned} KI &= Z_1 I_1 + Z_{C1} I_1 - V_1 \\ KJ &= Z_1^2 I_1 \\ KK &= -Z_1 V_1 - Z_1^2 I_1 - Z_1 I_1 Z_{C1} \\ KL &= Z_1 V_1 + Z_{C1} V_1 \end{aligned} \quad (3.23)$$

Finalmente, la ecuación (3.22) se resuelve para m tal como se describió en el caso de fallas monofásicas a tierra.

3.4.4. Algoritmo propuesto para la aplicación generalizada de la técnica de localización de fallas.

El algoritmo propuesto para la localización de fallas requiere como información inicial los fasores de tensión y corriente, de prefalla y falla, adquiridos en la cabecera del circuito y los radiales equivalentes del sistema de distribución que se pretende analizar. Estos radiales equivalentes fueron descritos en las secciones 2.3 y 3.2.

Como paso inicial, se selecciona uno de los radiales equivalentes del sistema de distribución, luego a partir de las medidas de corriente se determina el tipo de falla, tal como se describe en la sección 3.4.4.a. A continuación se transforman las medidas de tensión y corriente, de falla y prefalla, en redes de secuencia y se obtienen los parámetros de secuencia (Z_1 , Z_2 y Z_0) del segmento de línea, tal como se describe en la sección 3.4.4.b.

El paso siguiente consiste en calcular la impedancia de carga de secuencia positiva asociada al tramo de línea a examinar, tal como se describe en la sección 3.4.4.c.

De acuerdo al tipo de falla se calculan las constantes (KA , KB , KC y KD) ó (KE , KF , KG y KH) ó (KI , KJ , KK y KL) descritas en las secciones 3.4.1, 3.4.2 y 3.4.3. Seguidamente se resuelve la ecuación cuadrática asociada a cada grupo de constantes para obtener la distancia a la falla m . El valor de m corresponde a la distancia a la falla por unidad de longitud; si su valor estimado se encuentra en un intervalo entre 0 y 1, se asume que se ha determinado la sección bajo falla y la distancia a la falla estimada corresponde al producto de m y la longitud total de la sección de línea que se está analizando. De lo contrario, se calculan tensiones y corrientes en la siguiente sección de línea como se muestra en la sección 3.4.4.d, y se repite el procedimiento hasta que se verifique que m tenga un valor entre 0 y 1. El diagrama de flujo del algoritmo se presenta en la figura 3.24.

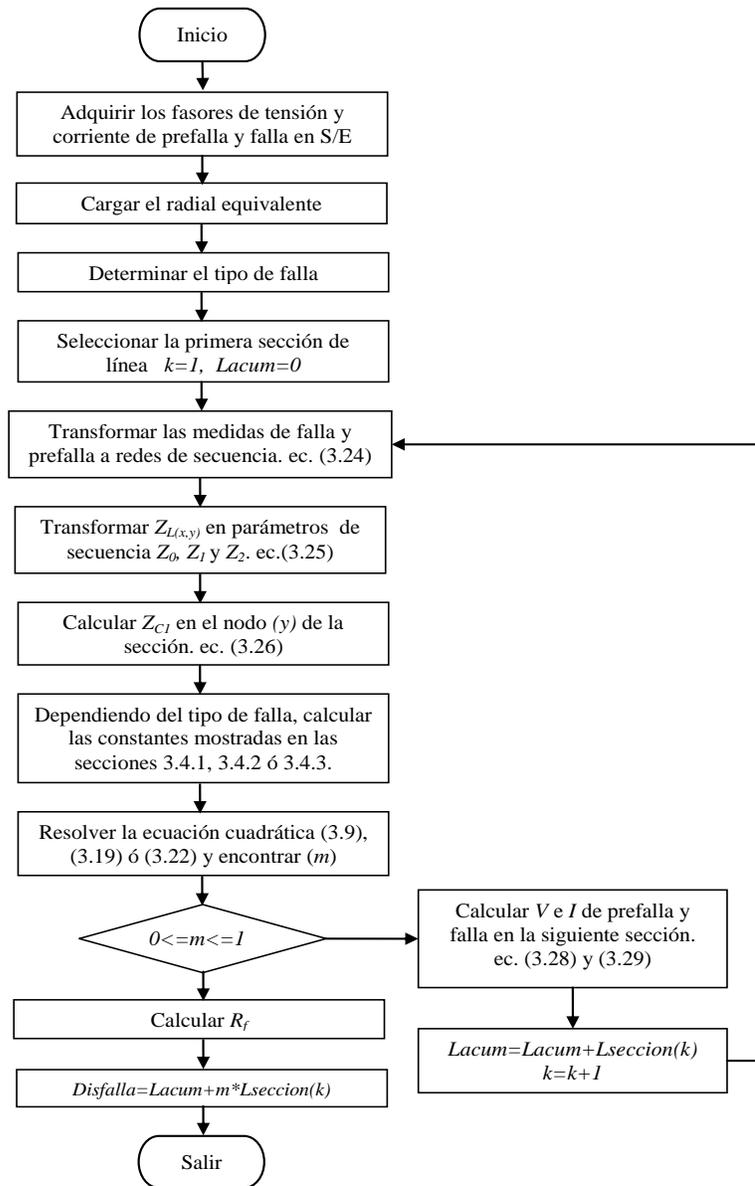


Figura 3.24. Algoritmo para la aplicación extendida del método de localización de fallas propuesto.

a) Determinación de la ocurrencia y del tipo de falla

Para determinar la ocurrencia de una falla y determinar su tipo se definen dos corrientes de umbral, una asociada a las fallas de fase y otra asociada a las fallas que involucran contacto con tierra. Estas corrientes de umbral generalmente se definen de acuerdo con la carga máxima que alimente el circuito a analizar.

Como se conocen las medidas de corriente en la subestación en cada una de las fases, en el instante en que ocurra una falla se realiza una comparación sucesiva con las corrientes de umbral, de tal forma que si la corriente de alguna de las fases es mayor que la corriente de umbral, se asume que ocurrió una falla. Además usando el algoritmo descrito en [DAS, 1998] es posible determinar el tipo de falla.

b) Estimación de las cantidades de secuencia

De forma general, los equivalentes de componentes simétricas [ANDE, 1995], se obtienen al transformar un sistema de n fasores desbalanceados, en $n-1$ sistemas balanceados de n fasores con secuencia de fase diferente y un sistema de n fasores idénticos. Para transformar las medidas de tensión y de corriente de un sistema de tres fases a redes de secuencia se utilizan las expresiones presentadas en (3.24).

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = A^{-1} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}, \quad \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = A^{-1} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

Es importante tener en cuenta que dependiendo del tipo de falla se toma como referencia una fase diferente, y por lo tanto la matriz de transformación de parámetros de fase a parámetros de secuencia cambia. La tabla 3.17 muestra la matriz de transformación de parámetros, que se debe emplear según el tipo de falla.

Fallas con referencia fase A	Fallas con referencia fase B	Fallas con referencia fase C
$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$	$A = \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}$	$A = \begin{bmatrix} 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}$
Monofásica A a tierra	Monofásica B a tierra	Monofásica C a tierra
Bifásica B a C	Bifásica C a A	Bifásica A a B
Trifásica balanceada		

Tabla 3.17. Matrices de transformación de acuerdo a cada tipo de falla.

Para obtener la impedancia de secuencia de cada tramo de línea se utiliza la expresión (3.25), en donde $Z_{L(x,y)}$ corresponde a la matriz que representa la impedancia del segmento de línea entre los nodos $(x),y$ (y).

$$Z_{012} = A^{-1} \cdot Z_{L(x,y)} \cdot A = \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

c) Cálculo de la impedancia de carga en cada sección de línea

La impedancia de carga de secuencia positiva (Z_{C1}) se calcula por medio de (3.26), que relaciona la tensión de prefalla de secuencia positiva ($V_{(x)}^{p,1}$) estimada en el nodo (x) con la corriente de secuencia positiva ($I_{(x,y)}^{p,1}$) que fluye desde el nodo (x) al nodo (y) en condición de prefalla, y a esta relación se le sustrae la impedancia de secuencia positiva (Z_l) de la sección de línea entre los nodos (x) y (y) (figura 3.20).

$$Z_{C1} = \frac{V_{(x)}^{p,1}}{I_{(x,y)}^{p,1}} - Z_l \quad (3.26)$$

d) Actualización de tensiones y corrientes en cada sección de línea y variación en la carga

Normalmente, las únicas medidas con que se cuenta en el sistema de distribución, se encuentran asociadas a la subestación. Por lo tanto, para calcular las tensiones y corrientes en condición de prefalla y falla en los demás nodos del radial equivalente, se realiza un barrido iterativo sección por sección tal como se muestra en la figura 3.25.

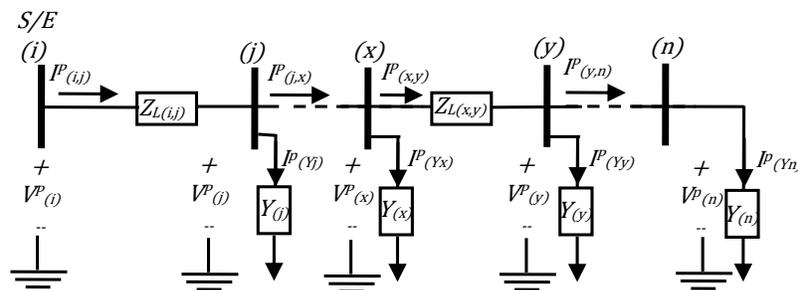


Figura 3.25. Circuito radial equivalente en condición de prefalla.

Debido a que se tiene un modelo de carga de admitancia constante y en un sistema real la carga es variable en un periodo de tiempo (Horas, días, semanas, estaciones...), para considerar estas variaciones se involucra un factor de compensación de corriente complejo por fase, el cual se calcula como se muestra en la expresión (3.27). Este factor de compensación se utiliza para actualizar la corriente en la sección de línea entre los nodos (i) y (j), tal como lo muestra la expresión (3.30).

$$\beta_k = \frac{I_k^{prefalla}}{I_k^{nominal}} \quad \forall k = a, b, c \quad (3.27)$$

Para calcular las tensiones y las corrientes en el nodo (j) del circuito de la figura 3.25, a partir de las medidas de tensión y corrientes adquiridas en la subestación (nodo (i)), se emplean las ecuaciones (3.28) y (3.29) respectivamente.

$$[V_{(j)}^p] = [V_{(i)}^p] - [Z_{L(i,j)}] [I_{(i,j)}^p] \quad (3.28)$$

$$[I_{(j,x)}^p] = [I_{(i,j)}^p] - [I_{(Y_j)}^p] \quad (3.29)$$

$$[I_{(Y_j)}^p] = \begin{bmatrix} \beta_a \cdot I_{a(j)}^p \\ \beta_b \cdot I_{b(j)}^p \\ \beta_c \cdot I_{c(j)}^p \end{bmatrix}, \quad \begin{bmatrix} I_{a(j)}^p \\ I_{b(j)}^p \\ I_{c(j)}^p \end{bmatrix} = [Y_{(j)}] [V_{(j)}^p] \quad (3.30)$$

Donde,

$[V_{(i)}^p]$: Tensiones de fase en condición de prefalla, medidas en la subestación (nodo (i)).

$[V_{(j)}^p]$: Tensiones de fase, calculadas en el nodo (j) en condición de prefalla.

$[I_{(i,j)}^p]$: Corrientes de fase en condición de prefalla, medidas en la subestación.

$[I_{(j,x)}^p]$: Corrientes de fase, calculadas entre el nodo (j) y (x) en condición de prefalla.

$[I_{(Y_j)}^p]$: Corrientes de fase, requeridas por la admitancia de carga Y_j en condición de prefalla.

$I_{a(j)}^p, I_{b(j)}^p, I_{c(j)}^p$: Corrientes de fase calculadas en el nodo (j) en condición de prefalla.

$[Y_{(j)}]$: Matriz admitancia de carga en el nodo (j).

$[Z_{L(i,j)}]$: Matriz impedancia de fase, de la sección de línea entre los nodos (i) y (j).

Las ecuaciones (3.28), (3.29) y (3.30) se utilizan para calcular las tensiones y corrientes en todas las secciones de línea del radial equivalente del sistema de distribución en condición de prefalla. Adicionalmente, se emplean para calcular las tensiones y corrientes en condición de falla a partir de las medidas adquiridas en las subestación, debido a que el modelo del sistema de distribución en condición de falla, es equivalente al de la condición de prefalla para todos los tramos de línea ubicados aguas abajo de la sección de línea donde se encuentra la falla, tal como se muestra en la figura. 3.20.

3.5. Estrategia propuesta para mejorar el desempeño de la técnica de localización de fallas (MBM), involucrando medidas de tensiones y corrientes adicionales a las de la subestación.

Como se mencionó en la sección 3.4.4., el algoritmo propuesto para la aplicación generalizada de la técnica de localización de fallas, realiza un barrido tramo a tramo de línea, a partir del nodo inicial del sistema radial equivalente (Subestación).

Con el fin de explicar la forma como se involucran medidas adicionales de tensiones y corrientes, al momento de determinar la ubicación de una falla. Se presenta en la figura 3.26 un sistema radial equivalente de ejemplo, donde se cuenta con dos conjuntos de medidores (de tensiones y de corrientes) ubicados en nodos diferentes al de la subestación.

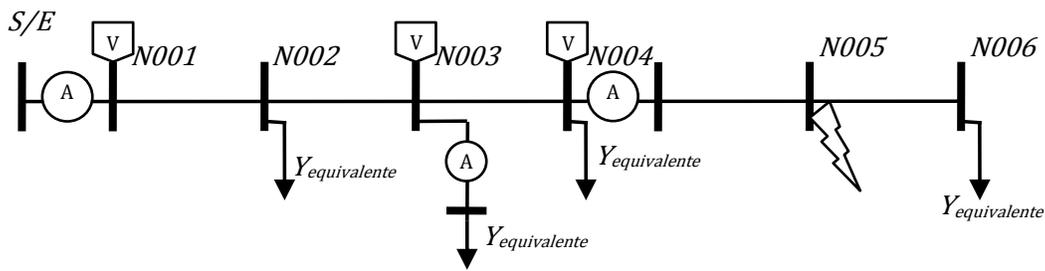


Figura 3.26. Circuito radial equivalente de ejemplo.

Para el caso que en el sistema radial equivalente de la figura 3.26 se presente una falla en el nodo $N005$, para determinar su ubicación, el algoritmo de localización inicia el análisis desde el nodo $N001$ (Subestación), donde se conocen los fasores de tensiones y corrientes de prefalla y falla. Al analizar el tramo de línea entre los nodos $N001$ y $N002$, se encuentra que el valor de m no está en el intervalo entre 0 y 1, por lo tanto la falla no se presenta en dicho tramo de línea y se procede a analizar el siguiente tramo de línea.

Empleando las ecuaciones (3.28), (3.29) y (3.30) se calculan los fasores asociados a las tensiones de prefalla y falla en el nodo $N002$, y los fasores asociados a las corrientes de prefalla y falla que fluyen desde el nodo $N002$ hasta el nodo $N003$. Con estos fasores se determina un nuevo valor de m que tampoco está en el intervalo entre 0 y 1, y de nuevo se debe analizar el siguiente tramo de línea.

Al calcular las corrientes de prefalla y falla que fluyen entre los nodos $N002$ y $N003$ se realizan algunas aproximaciones pues la carga equivalente conectada en el nodo $N002$, con la que se calculan estas corrientes, no corresponde a la carga real debido a que en un sistema real la carga es variable. Entonces en la ejecución normal de la metodología de localización, en donde únicamente se conocen medidas en la subestación se lleva implícito

un pequeño error que trata de compensarse con el factor de corrientes presentado en la expresión (3.27), pero que en últimas introduce algo de error al método de localización de fallas.

Al continuar con el análisis del circuito de la figura 3.26, normalmente se procedería a emplear la ecuación (3.28) para calcular los fasores asociados a las tensiones de prefalla y falla en el nodo $N003$, pero como existen medidores de tensión en dicho nodo, no se realiza tal cálculo, simplemente se emplea como información los fasores resultantes de las señales de tensión adquiridas por los medidores. Los fasores asociados a las corrientes que fluyen entre los nodos $N003$ y $N004$ se obtienen con la expresión (3.29), pero a diferencia del cálculo realizado en el tramo de línea anterior, en donde la corriente requerida por la carga conectada al nodo $N002$ se obtiene a partir de la expresión (3.30). En este caso los fasores asociados a las corrientes de prefalla y falla de la carga equivalente, conectada en el nodo $N003$, son conocidos pues se cuenta con medidores de corriente en esa dirección, tal como lo muestra la figura 3.26. Luego con los fasores de tensión y corriente de prefalla y falla al inicio del tramo de línea entre los nodos $N003$ y $N004$, se calcula un nuevo valor de m que tampoco está en el intervalo entre 0 y 1 y de nuevo se debe examinar el siguiente tramo de línea.

Para analizar el tramo de línea entre los nodos $N004$ y $N005$ del circuito mostrado en la figura 3.26, se emplean los fasores de tensión de prefalla y falla obtenidos por medio de los medidores de tensión ubicados en el nodo $N004$, al igual que los fasores de corriente, obtenidos por medio de los medidores de corriente ubicados entre los nodos $N004$ y $N005$. Al igual que en los tramos anteriores se calcula un nuevo valor de m que se encuentra entre 0 y 1. Finalmente, se determina que la falla se encuentra en el tramo de línea analizado.

Si se supone que la falla ocurre en el nodo $N004$ (figura 3.26) y no se cuenta con medidores en el nodo $N003$, cuando se analiza el tramo de línea entre los nodos $N003$ y $N004$, debido a las aproximaciones realizadas a la carga, podría darse el caso el método de localización de fallas entregue un valor de m que no está en el intervalo entre 0 y 1. Lo que indica que la falla no se encuentra en dicha sección y por lo tanto se debe analizar el siguiente tramo de línea.

Para analizar el tramo de línea entre los nodos $N004$ y $N005$ se emplean los fasores asociados al conjunto de medidores de tensiones y de corrientes ubicados al inicio de dicho tramo. Antes de realizar el cálculo de m , con los fasores de corriente de prefalla y falla se determina si existe falla aguas abajo de los medidores. En este caso se determina que no existe falla, entonces se dice que la falla se encuentra en el nodo inicial del tramo de línea.

3.6. Aplicación del algoritmo genético de Chu-Beasley en la ubicación óptima de medidores de tensiones y corrientes para la localización de fallas.

La ubicación óptima de medidores de tensiones y corrientes para la localización de fallas en un sistema de distribución, es un problema que se hace complejo dependiendo del tamaño del sistema que se pretende evaluar y de la cantidad de conjuntos de medidores disponibles (de tensiones y corrientes), debido a que la explosión combinatorial generada es bastante alta. Por ejemplo suponiendo que se tiene un sistema de 100 tramos de línea, los cuales serían las posibilidades de ubicación de los conjuntos de medidores.

Si en un primer caso se tiene disponible 1 conjunto de medidores adicionales al de la subestación, aplicando la expresión 3.31 se obtiene que el número de combinaciones posibles a evaluar, antes de determinar cuál sería la ubicación más adecuada del conjunto de medidores es de 100. Si el tiempo de evaluación de cada una de las posibilidades es de aproximadamente 1 minuto, evaluar todas las posibilidades tardaría alrededor de 100 minutos o 1,666667 horas, lo cual es un tiempo que se puede efectuar.

$$n \text{ C } r = \frac{n!}{r!(n-r)!} \quad (3.31)$$

Donde,

r : Cantidad de conjuntos de medidores disponibles

n : Posibilidades de ubicación de los conjuntos de medidores

Considerando un segundo caso en donde se tiene disponible 3 conjuntos de medidores adicionales a los de la subestación, al aplicar 3.31 se obtiene que se tienen 161.700 posibilidades, y para evaluar todas se tardaría 2,695 horas ó 112,29 días ó 3,743 meses, lo cual es un tiempo bastante elevado para obtener una respuesta.

Para un tercer caso en donde se dispone de 6 conjuntos de medidores adicionales al de la subestación, al evaluar 3.31 se tiene 1'192.052.400 posibilidades, y para evaluar todas se tardaría 19'867.540 horas ó 27.593,805 meses ó 2.299,4837 años, lo cual es un tiempo prohibitivo para obtener una respuesta.

De acuerdo con los casos analizados, es evidente que la ubicación óptima de medidores de tensión y corriente para la localización de fallas en un sistema de distribución, es un problema no polinomial completo, pues no existe un algoritmo que encuentre la solución óptima, y por lo tanto para dar solución a éste problema es necesario la utilización de

alguna técnica metaheurística de optimización, así se define como estrategia de solución la implementación de un algoritmo genético de Chu-Beasley [CHU, 1997].

3.6.1. Modelo matemático del problema de optimización

La función objetivo proporciona información acerca de la calidad de la solución que ha sido propuesta. Esta información permite establecer una comparación entre soluciones formuladas. La ecuación 3.32 presenta el modelo matemático del problema asociado a la ubicación óptima de medidores de tensión y corriente para la localización de fallas en un sistema de distribución

$$\min F_{obj}(x_i) = ErrorABSpromMaxRadial(x_i) \quad (3.32)$$

Donde,

x_i : Configuración i-esima propuesta

El Error Absoluto promedio Máximo de los Radiales equivalentes, al que hace referencia la función objetivo se describe más adelante en la sección 4.5.1.

3.6.2. Codificación del problema

El algoritmo genético de Chu-Beasley permite la codificación de un problema, en variables binarias, enteras o reales. Para éste problema específico se empleó una codificación binaria pura, en la que el número decimal obtenido a partir de cada individuo binario, representa una posición en un arreglo de todos los posibles conjuntos de medidores (de tensión y corriente) a adicionar al sistema.

Dependiendo del número de conjuntos de medidores disponibles, la codificación aumenta en su tamaño. Por ejemplo si se tiene un sistema en donde hay 15 posibilidades de ubicación de los conjuntos de medidores, y se dispone únicamente de dos conjuntos de medidores adicionales a los de la subestación. Cada individuo de la población tiene la codificación presentada en la tabla 3.18.

Conjunto de medidores 2				Conjunto de medidores 1			
$2^3=8$	$2^2=4$	$2^1=2$	$2^0=1$	$2^3=8$	$2^2=4$	$2^1=2$	$2^0=1$
0	0	1	0	0	1	1	1

Tabla 3.18. Codificación empleada en el AGCB para dos conjuntos de medidores adicionales

La codificación presentada en la tabla 3.18, indica que el conjunto de medidores 1 se ubica en el tramo de línea al que se hace referencia en la posición 7 del arreglo de posibles

conjuntos de medidores. También indica que el conjunto de medidores 2 se ubica en el tramo de línea al que se hace referencia en la posición 2 del mismo arreglo.

La codificación empleada, permite verificar fácilmente que un nuevo individuo generado sea infactible, pues al convertir cada conjunto de medidores, representado por el número binario a decimal, fácilmente se puede verificar que la posición obtenida existe en el arreglo de posibilidades de ubicación de los conjuntos de medidores.

3.6.3. Descripción del Algoritmo genético de Chu-Beasley

El procedimiento seguido por el Algoritmo Genético de Chu-Beasley (AGCB) propuesto es el siguiente:

Inicialmente se genera una población inicial como se describe en el literal *a*). Después, se obtiene la función objetivo de todos los individuos que conforman la población inicial y se selecciona como incómbete el individuo con mejor función objetivo. En este caso se elige como incómbete el individuo con menor valor de función objetivo. Seguidamente, se aplica el mecanismo de selección tal como se describe en el literal *b*). A continuación se realiza la recombinación de los padres seleccionados tal como se describe en el literal *c*). Luego se aplica el mecanismo de mutación que se describe en el literal *d*) y se determina si el descendiente ingresa a la población (literal *e*). Finalmente, se define si el nuevo individuo que ingresa a la población tiene mejor función objetivo que la incómbete, y de ser así se selecciona como nueva incómbete.

Todo el procedimiento seguido por el AGCB, se repite mientras la incómbete no cambie durante un número determinado de veces.

a) Generación de la población inicial

La población inicial, es muy importante para el Algoritmo Genético de Chu-Beasley (AGCB) y debe cumplir un requisito de diversidad controlada. Para esta aplicación se considera como requisito de diversidad, que cada nuevo individuo debe diferir por lo menos en un gen, con relación a los individuos que ya hacen parte de la población.

Con el fin de que el AGCB presente un mejor desempeño, la población inicial se genera de dos formas. Se genera un porcentaje de la población inicial a partir de una heurística constructiva y el porcentaje restante del total, de forma aleatoria.

De acuerdo con la experiencia adquirida en la solución del problema, de ubicación óptima de medidores de tensiones y corrientes para la localización de fallas en un sistema de distribución. Se determinó que por lo menos cuando se tiene disponible un solo conjunto de medidores, la ubicación más adecuada para este conjunto de medición corresponde a algún

tramo de línea que contenga algún nodo de bifurcación del sistema que se esté analizando. Por lo tanto, la heurística constructiva empleada para obtener algunos individuos de la población inicial, consiste en seleccionar de forma aleatoria alguno de los tramos de línea que posean nodos de bifurcación y ubicar conjuntos de medidores allí.

Los individuos aleatorios que conforman la población inicial, se obtienen lanzando un número aleatorio entre 1 y la cantidad de posibilidades de ubicaciones de medidores. Luego el número obtenido, que hace referencia a una posición del arreglo de posibilidades de ubicación de los conjuntos de medidores, se codifica como se indico en la sección anterior.

b) Mecanismo de selección

En esta aplicación del AGCB se utiliza el método de selección por torneo, en el cual, se realizan dos torneos, y en cada uno participan 2 individuos de la población actual. El proceso de selección se efectúa de la siguiente forma: se seleccionan aleatoriamente 2 individuos de la población actual, se comparan sus funciones objetivo y aquel que posea la mejor se almacena como padre número 1. Luego se repite el procedimiento anterior para seleccionar otro individuo que se almacena como padre 2 solo si se verifica que sea diferente al padre 1. Seleccionados los dos padres, ambos pasan a la fase de recombinación.

c) Mecanismo de recombinación

Con los dos padres seleccionados, el paso siguiente consiste en combinarlos y obtener dos descendientes, de los cuales solo uno entra a formar parte de la población y el otro es eliminado. La recombinación permite el intercambio de material genético entre los padres y se realiza a partir de dos puntos, la figura 3.27 muestra los hijos obtenidos a partir de la recombinación de dos puntos.

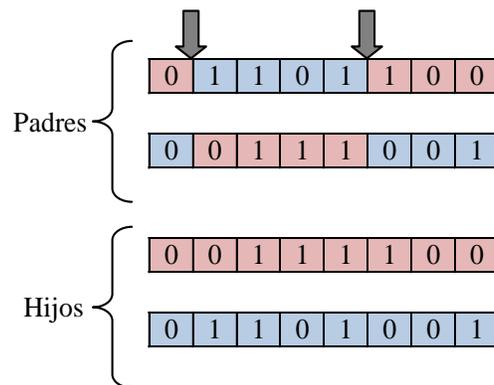


Figura 3.27. Mecanismo de recombinación de 2 puntos.

d) Mecanismo de mutación

El mecanismo de mutación permite escapar de óptimos locales y por lo tanto es una buena alternativa para evitar convergencias prematuras del AGCB.

En esta aplicación se genera un número aleatorio en un intervalo entre 0 y 1. Si el número generado es menor a 0,85 se aplica el mecanismo de mutación, que consiste en seleccionar de forma aleatoria un gen de uno de los hijos obtenidos en la etapa de recombinación y si éste presenta un valor de 0 se cambia por 1 ó si el gen tiene un valor de 1 es cambiado por 0. El mecanismo de mutación es aplicado a los dos hijos obtenidos por el mecanismo de recombinación.

e) Ingreso del descendiente a la población

En esta etapa del AGCB, se tienen dos posibles descendientes a los que se les obtiene la función objetivo, y se designa como único descendiente el que posea mejor función objetivo. Luego para que el descendiente ingrese a la población, se verifica que cumpla con el requisito de diversidad y que además presente mejor función objetivo que el peor individuo de la población actual. Si cumple con lo anterior el descendiente obtenido sustituye al individuo de la población con peor función objetivo.

4. Aplicación de la metodología propuesta

4.1. Sistemas de prueba

Con el fin de validar las herramientas desarrolladas en esta investigación, se definieron dos sistemas de pruebas, el Sistema IEEE 34 nodos y el sistema IEEE de 123 nodos.

4.1.1. Sistema IEEE 34 nodos

El primer sistema de prueba seleccionado corresponde al sistema IEEE de 34 nodos. Los datos del sistema se obtienen del “Distribution test feeders” del “Distribution system subcommittee’s” del “Institute Electrical and Electronics Engineers” [IEEE, 2012]. Este alimentador de distribución está ubicado en el estado de Arizona (Estados Unidos) y opera a una tensión de 24,9 kV. Entre sus principales características se tiene la presencia de radiales monofásicos y trifásicos, múltiples calibres de conductor y la presencia de cargas desbalanceadas con conexiones en delta y estrella.

Este sistema se modela en el software de simulación ATPDraw. El sistema originalmente tiene 34 nodos, 32 tramos de línea y un transformador intermedio. Debido a que la herramienta de reducción de sistemas de distribución solo considera líneas y cargas, y la base de datos describe un transformador entre los nodos 832 y 888, se obtiene una carga de impedancia equivalente, asociada al transformador, a un tramo de línea y a una carga (ambos ubicados aguas abajo del transformador). La carga de impedancia equivalente se conecta al nodo 832 del sistema y por lo tanto el sistema tiene un total de 32 nodos y 31 tramos de línea. La figura 4.1 muestra el sistema IEEE 34 nodos en el entorno de simulación del ATPDraw.

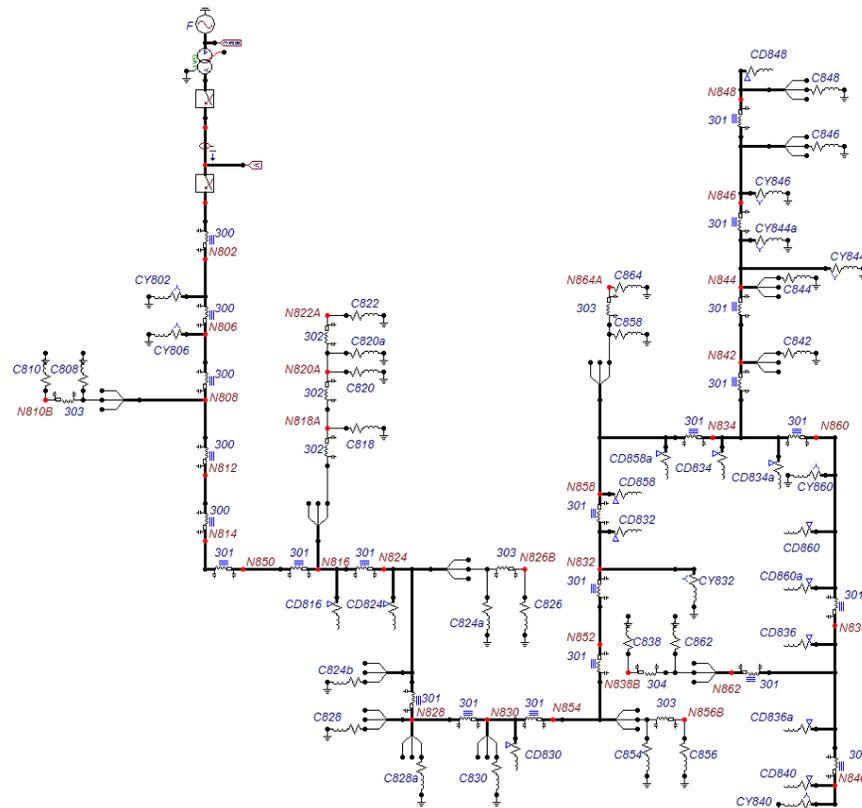


Figura 4.1. Sistema de prueba IEEE-34 nodos simulado en ATPDraw.

4.1.2. Sistema IEEE 123 nodos

El segundo sistema de prueba seleccionado corresponde al sistema IEEE de 123 nodos. Los datos del sistema se obtienen del “Distribution test feeders” del “Distribution system subcommittee’s” del “Institute Electrical and Electronics Engineers” [IEEE, 2012]. Este circuito opera a una tensión de 4,16 kV. Entre sus principales características están la presencia de radiales monofásicos, bifásicos y trifásicos, múltiples calibres de conductor y la presencia de cargas desbalanceadas con conexiones en delta y estrella.

El sistema originalmente tiene 123 nodos, 117 tramos de línea, 4 interruptores normalmente cerrados y un transformador intermedio.

En la base de datos del circuito, se describe un transformador en vacío entre los nodos 61 y 610, que no es considerado en la simulación y por lo tanto el sistema presenta un nodo menos de los 123 descritos originalmente. Los 4 interruptores normalmente cerrados, involucran la presencia de 4 nodos adicionales en el sistema. Debido a que los interruptores no son modelados, la totalidad de los nodos del circuito se reduce en cuatro nodos más. En definitiva, el sistema simulado en ATPDraw posee una totalidad de 118 nodos y 117 tramos

de línea. La figura 4.2 muestra el sistema IEEE de 123 nodos en el entorno de simulación de ATPDraw.

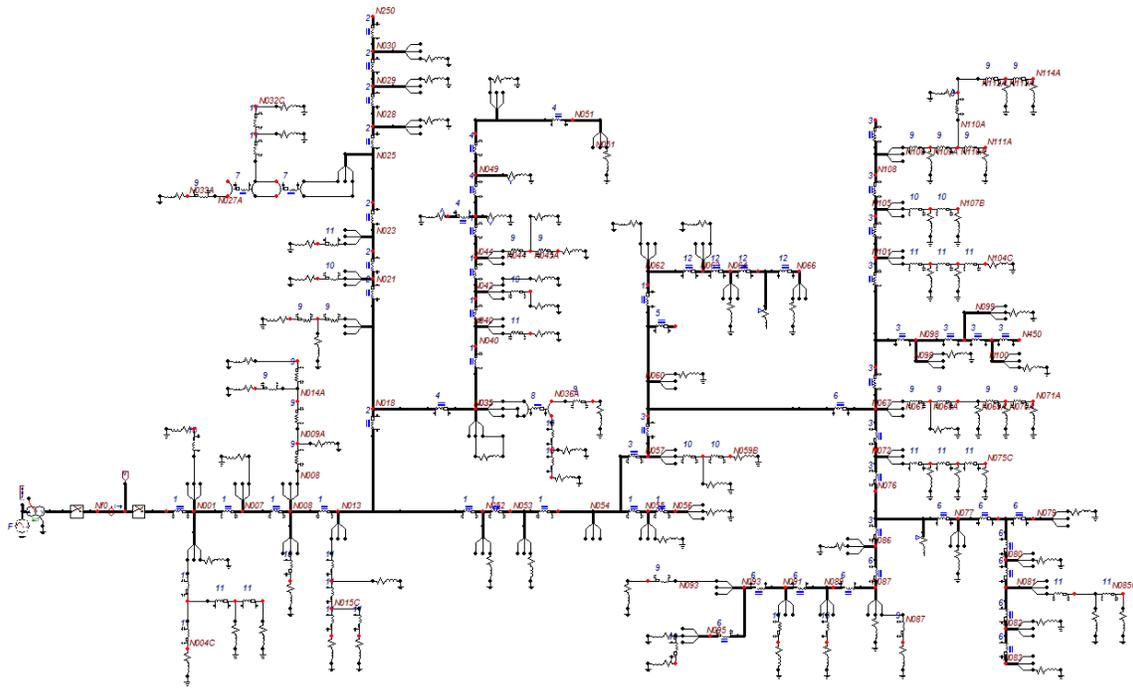


Figura 4.2. Sistema de prueba IEEE-123 nodos simulado en ATPDraw.

4.2. Descripción de las pruebas realizadas a la técnica de localización de fallas propuesta

Con los dos sistemas de prueba descritos en la sección anterior, se realizan pruebas extensivas al localizador de fallas, que consisten en simular fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas con 3 resistencias de falla 0,05, 20 y 40 Ω , en todos los nodos del radial de mayor longitud de cada circuito.

Para el circuito IEEE de 34 nodos, el radial de mayor longitud comprende los nodos que van desde la subestación nodo (800), hasta el nodo final (848) y tiene una longitud de 57,75 km. En el sistema IEEE de 123 nodos, el radial de mayor longitud comprende los nodos que van desde la subestación nodo (001) hasta el nodo final (096) y tiene una longitud de 1,89 km.

Las fallas son simuladas en condición nominal de carga, y en dos escenarios de variación aleatoria de carga. Variación aleatoria entre 40 y 60% de la carga nominal (Baja carga) y variación aleatoria entre 150 y 200% de la carga nominal (Alta carga).

Para observar el comportamiento de la técnica de localización de fallas propuesta, se emplea como indicador el error absoluto, que se calculan por medio de la ecuación (4.1).

$$ErrorAbsoluto[\%] = \left(\frac{DistanciaReal - DistanciaCalculada}{DistanciaTotal} \right) \times 100 \quad (4.1)$$

Mediante el indicador de error absoluto, se realizan curvas de desempeño, cuyo eje vertical corresponde al error absoluto y su eje horizontal a la distancia real entre la subestación y cada nodo analizado del radial

Mediante la validación del método de localización de fallas también se evalúa la metodología de reducción de sistemas de distribución a radiales equivalentes, descrita en la sección 3.1. Para la aplicación del MBM propuesto, se requieren de los parámetros de los circuitos de prueba, obtenidos por medio de la metodología de reducción de sistemas de distribución.

4.3. Pruebas realizadas a la técnica de localización de fallas en el sistema IEEE de 34 nodos

Las figuras 4.3, 4.4 y 4.5 muestran el desempeño del localizador en condición nominal de carga, ante fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas respectivamente.

4.3.1. Resultados obtenidos ante condición nominal de carga

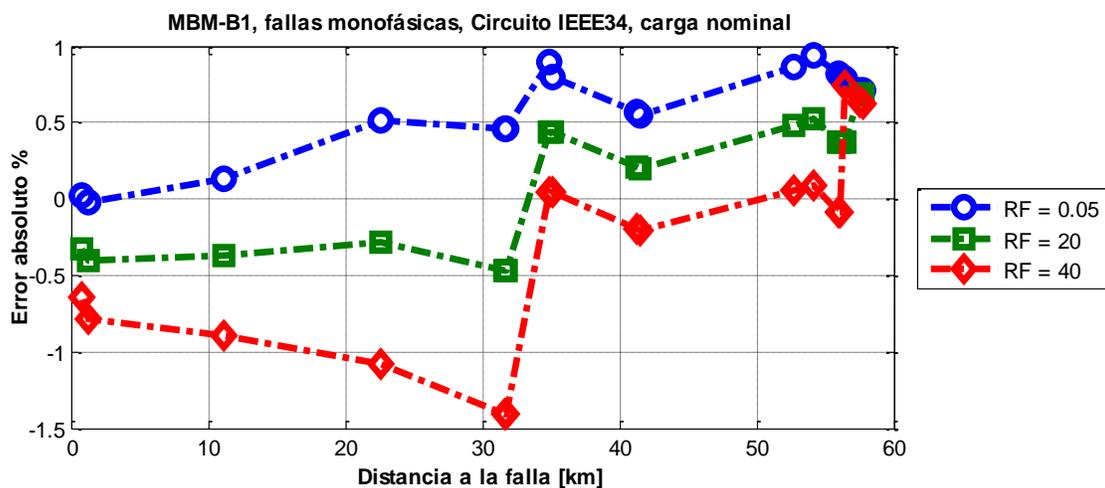


Figura 4.3. Curvas de desempeño para fallas monofásicas ante condición nominal de carga en circuito IEEE de 34 nodos.

La figura 4.3, muestra una subestimación generalizada de la distancia calculada para las fallas monofásicas con resistencia de $0,05 \Omega$ y una sobreestimación generalizada para fallas con resistencia de 40Ω . Para la resistencia intermedia (20Ω) se observa una sobreestimación de la distancia en las primeras cuatro secciones de línea y de ahí en adelante se observa un comportamiento de subestimación. El desempeño del método de localización propuesto, evidenciado por los errores obtenidos, se encuentra en un rango entre $-1,5\%$ y 1% , lo que demuestra un buen comportamiento ante fallas de este tipo, que son las más frecuentes en sistemas de distribución.

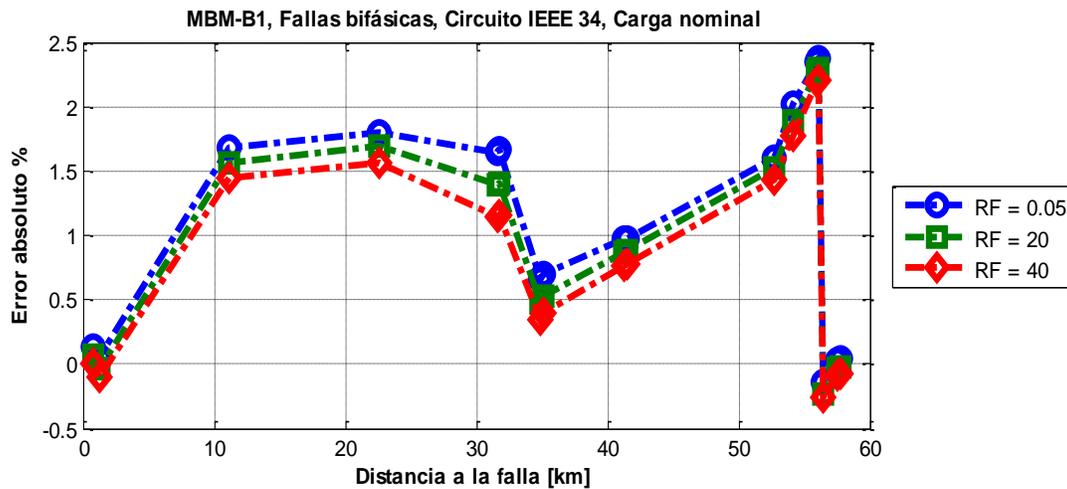


Figura 4.4. Curvas de desempeño para fallas bifásicas ante condición nominal de carga en circuito IEEE de 34 nodos.

El desempeño ante fallas de tipo bifásicas se encuentra en un rango entre $-0,4\%$ y $2,4\%$, y en general se observa un comportamiento de subestimación. Adicionalmente, para este tipo de fallas, la variación en la resistencia no muestra un impacto considerable en el desempeño del localizador propuesto, pues las curvas asociadas a cada resistencia de falla, que se presentan en la figura 4.4, siguen un mismo patrón.

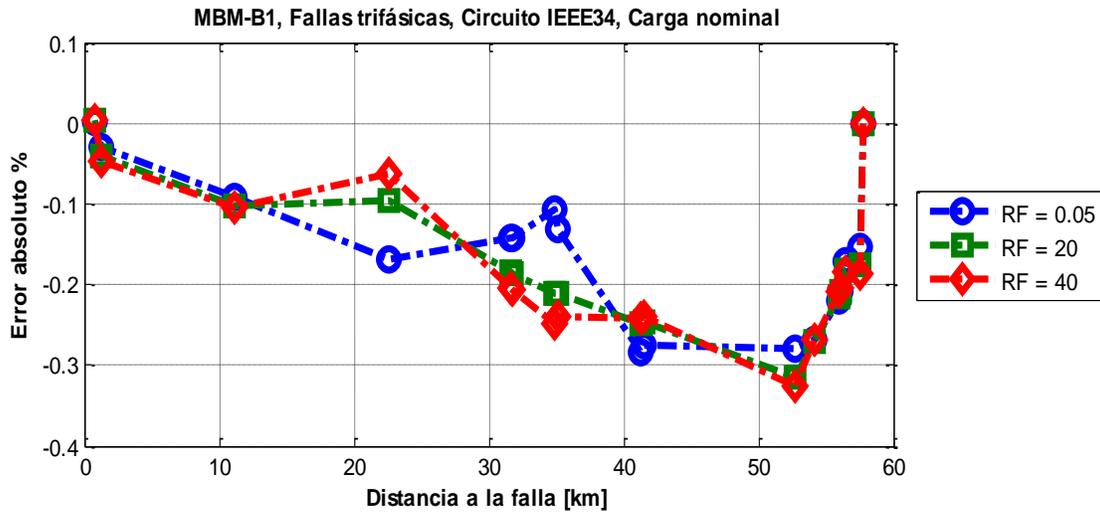


Figura 4.5. Curvas de desempeño para fallas trifásicas ante condición nominal de carga en circuito IEEE de 34 nodos.

De acuerdo con la figura 4.5, se observa que ante fallas trifásicas se tiene un comportamiento de sobreestimación de la distancia a la falla, el error absoluto se encuentra en un rango entre -0,36% y 0% lo que muestra un excelente desempeño de la metodología propuesta.

Por lo general en los últimos tramos de línea las curvas de desempeño, muestran un error de cero, debido a que cuando la metodología de localización de fallas, obtiene una distancia mayor a la longitud del radial analizado. Se asume que la falla se encuentra en el nodo final del radial.

4.3.2. Resultados obtenidos ante variación aleatoria de la carga entre 40 y 60% de la condición nominal

El primero de los dos escenarios de variación de carga en los que se realizan la validación de la metodología de localización de fallas, corresponde a un escenario de baja carga en donde se varía de forma aleatoria las impedancias de carga por fase y por componente real e imaginaria entre un 40 y un 60% de la condición nominal.

Las figuras 4.6, 4.7 y 4.8 muestran el desempeño del localizador en un escenario de baja carga, ante fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas respectivamente.

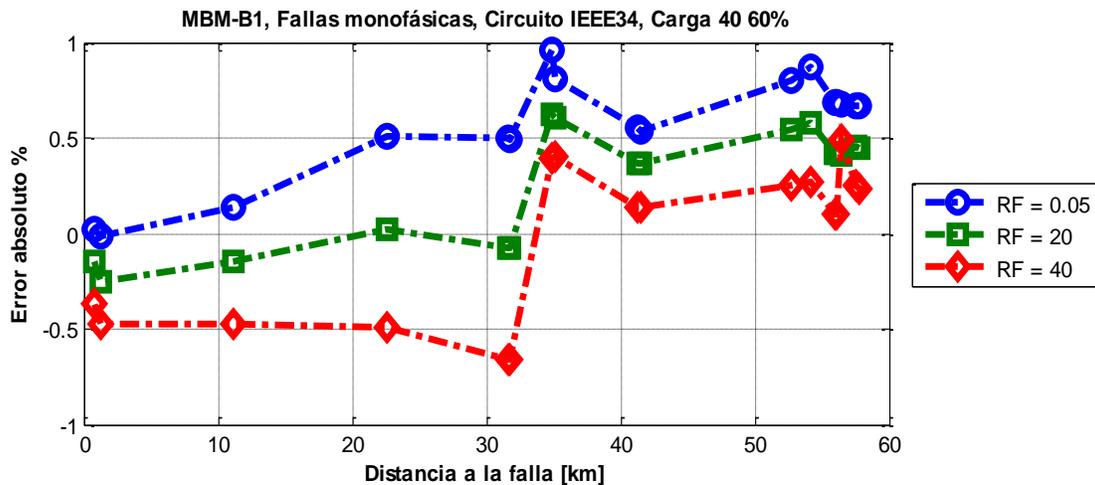


Figura 4.6. Curvas de desempeño para fallas monofásicas ante variación aleatoria entre 40 y 60% de la condición nominal de carga en el circuito IEEE de 34 nodos.

En el caso de fallas monofásicas, la figura 4.6 muestra que el error de estimación se encuentra en un rango entre -0,65% a 0,96%, y en comparación con la condición nominal las curvas de desempeño del localizador presentan un comportamiento muy similar.

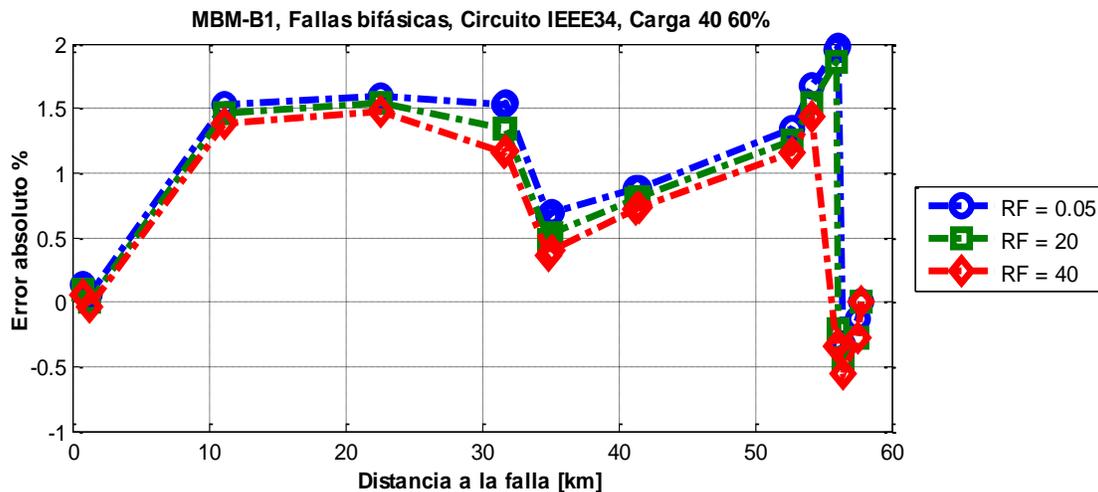


Figura 4.7. Curvas de desempeño para fallas bifásicas ante variación aleatoria entre 40 y 60% de la condición nominal de carga, en circuito IEEE de 34 nodos.

Al igual que en la condición nominal, las curvas de desempeño obtenidas para el caso de fallas bifásicas, muestran una tendencia de subestimación de la distancia a la falla. Los errores de estimación se encuentran en un rango entre -0,55% y 2%. Adicionalmente las diferentes resistencias de falla no muestran una influencia considerable en el desempeño de la metodología, al igual que en la condición nominal.

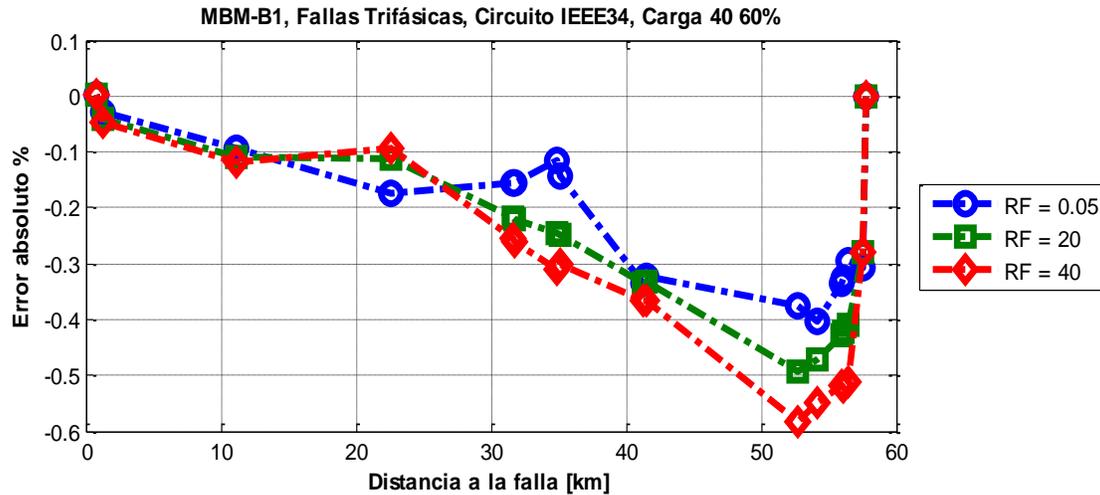


Figura 4.8. Curvas de desempeño para fallas trifásicas ante variación aleatoria entre 40 y 60% de la condición nominal de carga en el circuito IEEE de 34 nodos.

Bajo el escenario de baja carga, la metodología de localización, ante fallas trifásicas muestra un buen desempeño. De acuerdo con la figura 4.8 se observa una sobreestimación generalizada de la distancia a la falla con errores entre -0,6 y 0%.

Para los tres tipos de fallas analizados, en el escenario de baja carga (40-60% de la condición nominal), la metodología de localización de fallas presenta buenos resultados, lo que se evidencia al obtener como máximo error de estimación un valor de 2% en el caso de fallas bifásicas. Adicionalmente, las tendencias de sobreestimación o subestimación asociados a cada tipo de falla se conservan en comparación con la condición nominal.

4.3.3. Resultados obtenidos ante variación aleatoria de la carga entre 150 y 200% de la condición nominal

El segundo de los dos escenarios de variación de carga en los que se realiza la validación de la metodología de localización de fallas, corresponde a un escenario de alta carga en donde se varía de forma aleatoria las impedancias de carga por fase y por componente real e imaginaria entre un 150 y un 200% de la condición nominal.

Las figuras 4.9, 4.10 y 4.11 muestran el desempeño del localizador en un escenario alta carga, ante fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas respectivamente.

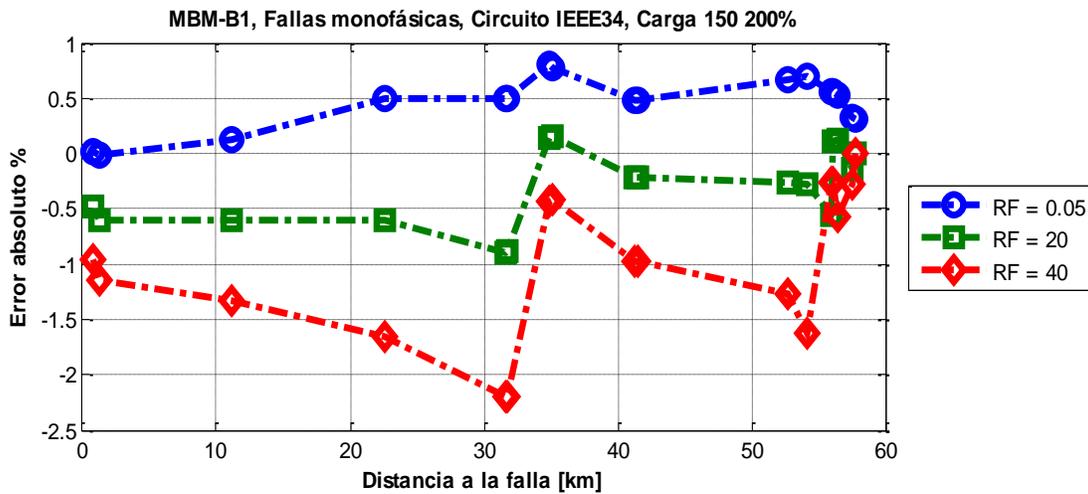


Figura 4.9. Curvas de desempeño para fallas monofásicas ante variación aleatoria entre 150 y 200% de la condición nominal de carga en el circuito IEEE de 34 nodos.

La figura 4.9, muestra que el desempeño de la metodología de localización ante fallas monofásicas en un escenario de alta carga es bueno, encontrando errores de estimación en un rango entre -2,2% y 0,8%. Con relación a la condición nominal la tendencia de subestimación de la distancia a la falla, para fallas con resistencia de falla de $0,05\Omega$ se conserva; al igual que la tendencia de sobreestimación de la distancia a la falla, para fallas con resistencia de 40Ω . Con relación a las fallas, con resistencia de falla de 20Ω las curvas evidencian una sobreestimación generalizada de la distancia a la falla, lo que difiere de la condición nominal.

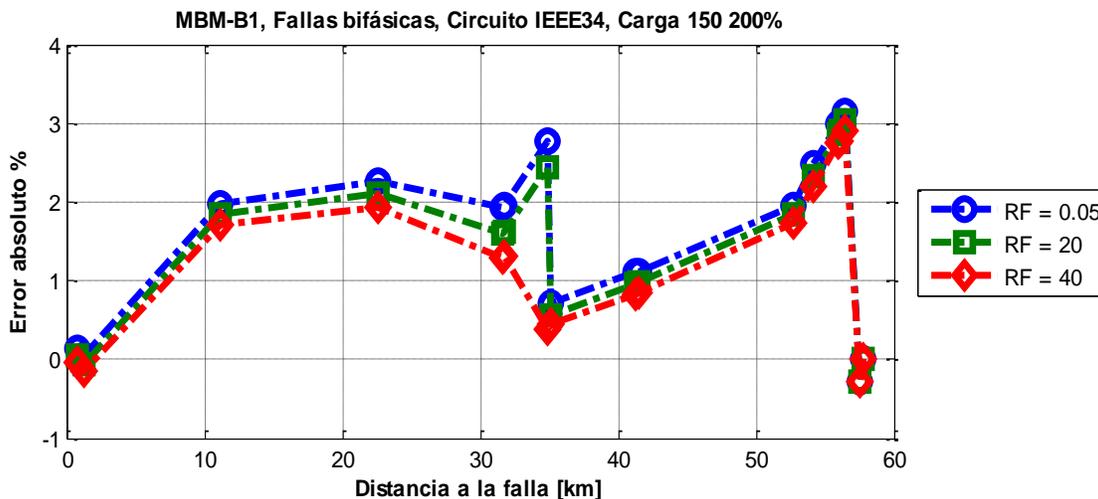


Figura 4.10. Curvas de desempeño para fallas bifásicas ante variación aleatoria entre 150 y 200% de la condición nominal de carga, en circuito IEEE de 34 nodos.

De igual forma que en la condición nominal, las curvas de desempeño obtenidas para el caso de fallas bifásicas, muestran una tendencia de subestimación de la distancia a la falla. Los errores de estimación se incrementan un poco en comparación con la condición nominal y se encuentran en un rango entre -0,28% y 3,15%.

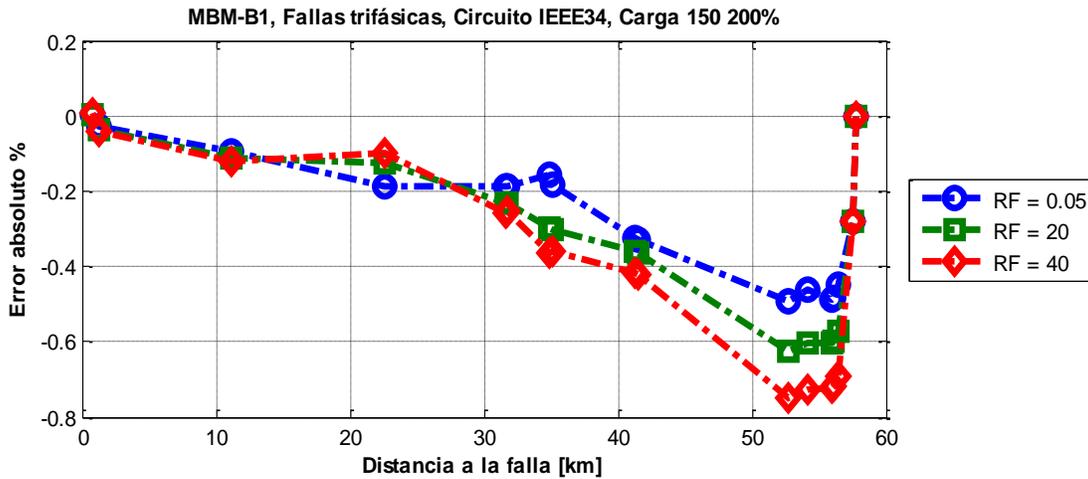


Figura 4.11. Curvas de desempeño para fallas trifásicas ante variación aleatoria entre 150 y 200% de la condición nominal de carga en el circuito IEEE de 34 nodos.

De acuerdo con la figura 4.11, se aprecia que la metodología de localización de fallas presenta una tendencia a sobreestimar la distancia a la falla, lo cual se conserva con relación a la condición nominal. El error de estimación se encuentra en un rango entre -0.75% y 0%, que es un poco mayor al obtenido a condición nominal, pero que pese a ello evidencia un buen desempeño del localizador de fallas.

Para los tres tipos de fallas analizados, en el escenario de alta carga (150-200% de la condición nominal), la metodología de localización de fallas presenta buenos resultados, lo que se evidencia al obtener como máximo error de estimación un valor de 3.15% en el caso de fallas bifásicas.

De los dos escenarios considerados para realizar la validación de la metodología de localización de fallas en circuito IEEE de 34 nodos, el escenario de alta carga, es el que evidencia un deterioro mayor en el desempeño de la metodología de localización de fallas.

4.4. Pruebas realizadas a la técnica de localización de fallas en el sistema IEEE de 123 nodos

4.4.1. Resultados obtenidos ante condición nominal de carga

Las figuras 4.12, 4.13 y 4.14 presentan las curvas de desempeño del localizador en condición nominal de carga, ante fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas respectivamente.

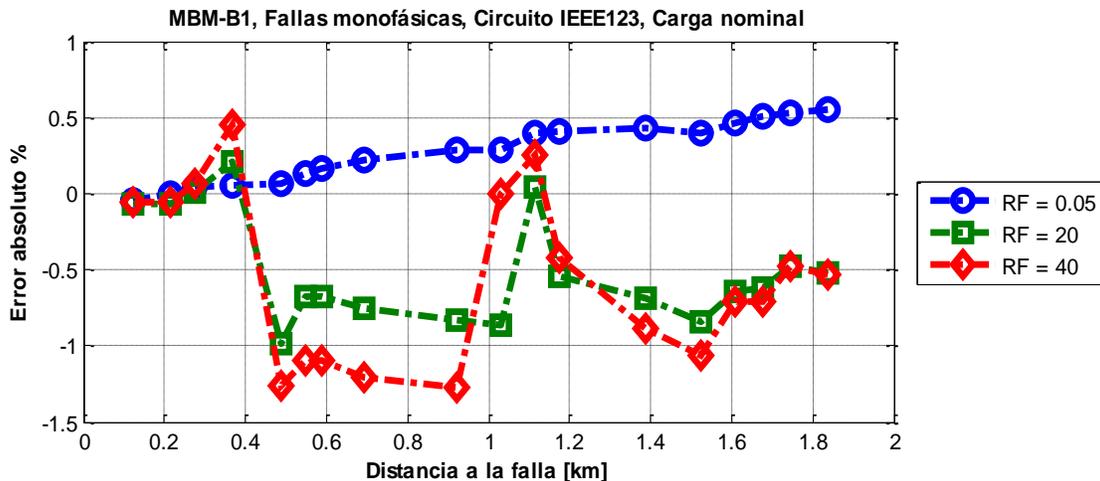


Figura 4.12. Curvas de desempeño para fallas monofásicas ante condición nominal de carga en circuito IEEE de 123 nodos.

La figura 4.12, muestra una subestimación generalizada de la distancia calculada para fallas monofásicas con resistencia de $0,05\Omega$. Para las fallas monofásicas con resistencia de falla de 20Ω y 40Ω se observan curvas de desempeños similares, ambas con una tendencia de sobreestimación en la mayor parte del radial analizado. El desempeño del método de localización propuesto, evidenciado por los errores obtenidos, se encuentra en un rango entre $-1,3\%$ y $0,5\%$, lo que demuestra un buen comportamiento ante fallas de este tipo, que son las más frecuentes en los sistemas de distribución.

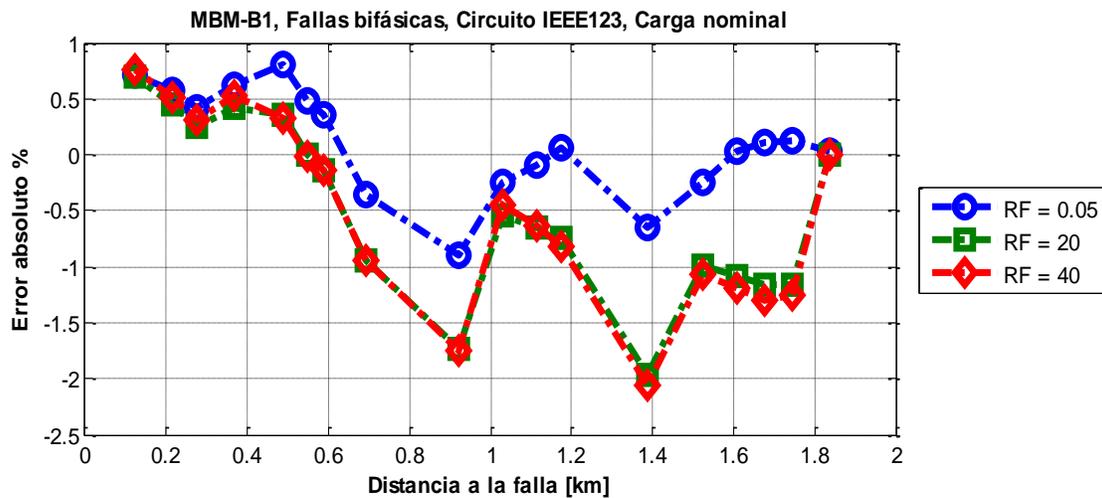


Figura 4.13. Curvas de desempeño para fallas bifásicas ante condición nominal de carga, en circuito IEEE de 123 nodos.

El desempeño ante fallas del tipo bifásicas se encuentra en un rango entre -2% y 0,8%. De acuerdo con la figura 4.13, se observan que las curvas de desempeño asociadas a fallas bifásicas, con resistencias de falla de 20Ω y 40Ω tienen el mismo comportamiento, con una tendencia de sobreestimación de la distancia a la falla.

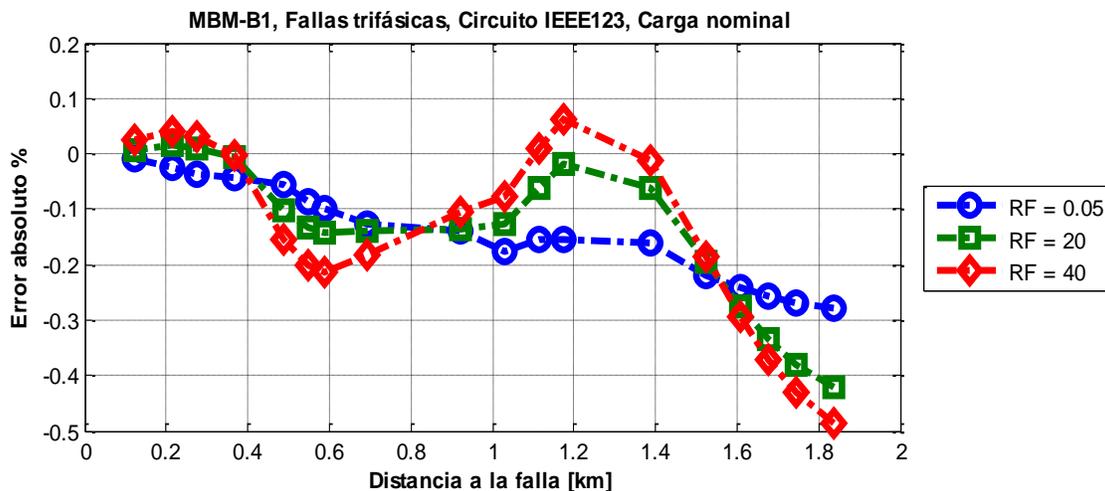


Figura 4.14. Curvas de desempeño para fallas trifásicas ante condición nominal de carga en el circuito IEEE de 123 nodos.

En el caso de fallas trifásicas el método de localización muestra un muy buen desempeño, que es evidenciado en la figura 4.14, donde el error oscila entre -0,5% y 0,06% para las resistencias de falla analizadas. En este caso predomina la tendencia de sobreestimación de la distancia a la falla en la mayor parte del radial analizado.

4.4.2. Resultados obtenidos ante variación aleatoria de la carga entre 40 y 60% de la condición nominal

Al igual que en el circuito IEEE de 34 nodos, se obtiene un escenario de baja carga para el circuito IEEE de 123 nodos, en donde se varía de forma aleatoria las impedancias de carga por fase y por componente real e imaginaria entre un 40 y un 60% de la condición nominal.

Las figuras 4.15, 4.16 y 4.17 muestran el desempeño del localizador en un escenario de baja carga, ante fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas respectivamente.

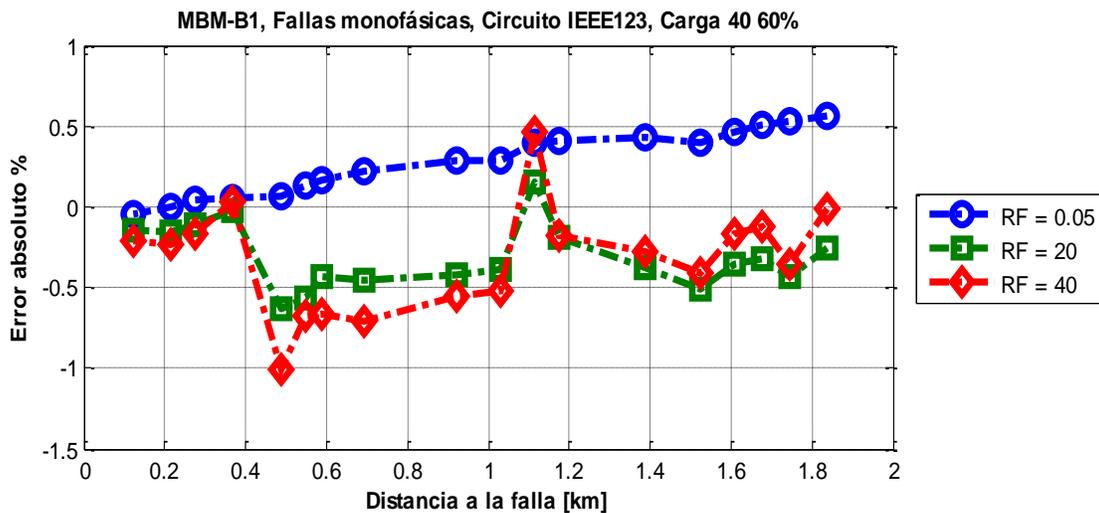


Figura 4.15. Curvas de desempeño para fallas monofásicas ante variación aleatoria entre 40 y 60% de la condición nominal de carga en el circuito IEEE de 123 nodos.

La figura 4.15, muestra que el desempeño de la metodología de localización ante fallas monofásicas en un escenario de baja carga mejora levemente en comparación con la condición nominal, encontrando errores de estimación en un rango entre -1% y 0,5%. Adicionalmente, la tendencia de subestimación de la distancia a la falla, para fallas con resistencia de falla de $0,05\Omega$ se conserva; al igual que la tendencia de sobreestimación de la distancia a la falla, para fallas con resistencia de 20 y 40Ω .

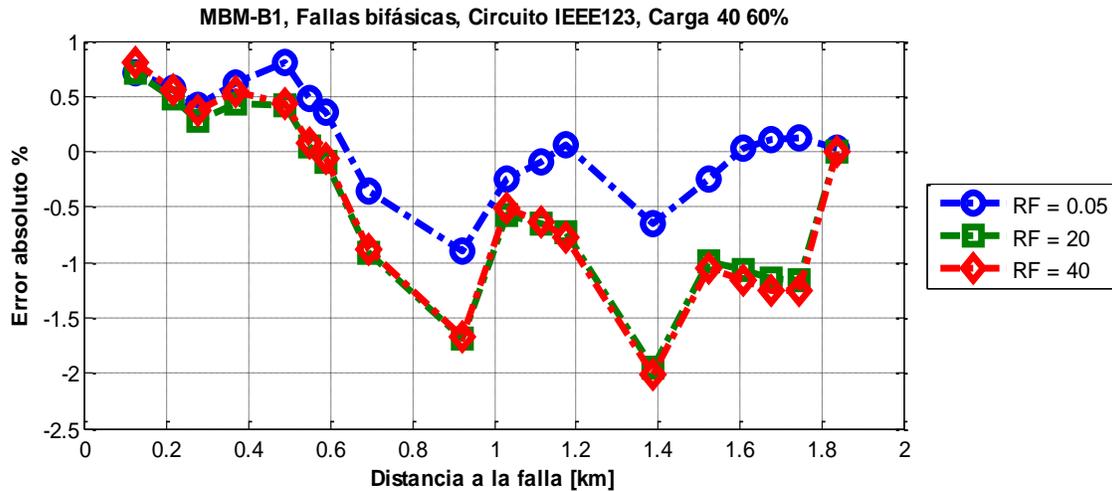


Figura 4.16. Curvas de desempeño para fallas bifásicas ante variación aleatoria entre 40 y 60% de la condición nominal de carga, en circuito IEEE de 123 nodos.

Bajo el escenario de baja carga, las curvas de desempeño obtenidas para el caso de fallas bifásicas, son idénticas a las de la condición nominal. Ambas presentan una tendencia de sobreestimación de la distancia a la falla y los errores de estimación se encuentran en un rango entre -2% y 0,8%.

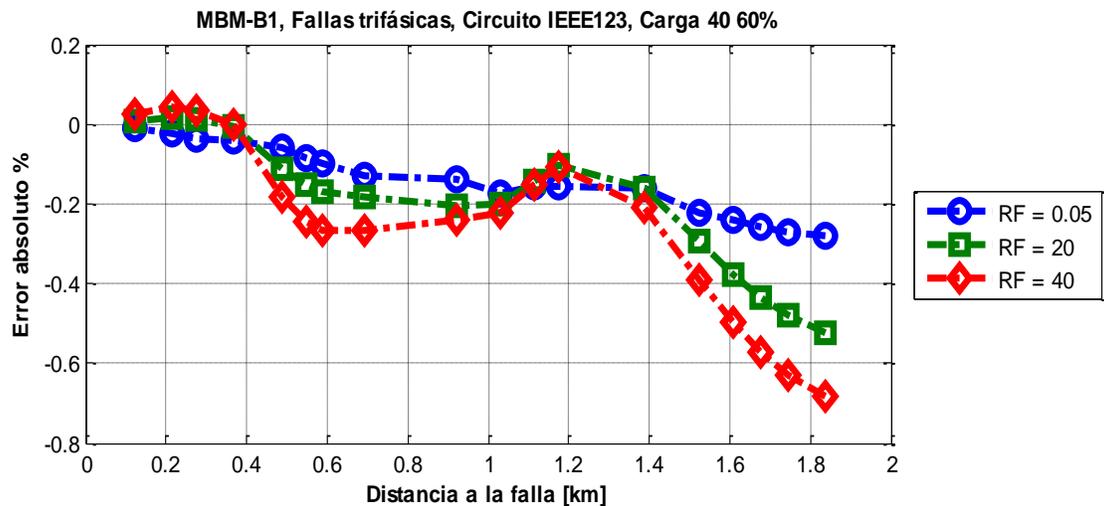


Figura 4.17. Curvas de desempeño para fallas trifásicas ante variación aleatoria entre 40 y 60% de la condición nominal de carga en el circuito IEEE de 123 nodos.

De acuerdo con la figura 4.17, se encuentra que la metodología de localización de fallas presenta una tendencia a sobreestimar la distancia a la falla, lo cual se conserva con relación a la condición nominal. El error de estimación se encuentra en un rango entre -0,7% y 0,04%, que es levemente superior al obtenido a condición nominal.

4.4.3. Resultados obtenidos ante variación aleatoria de la carga entre 150 y 200% de la condición nominal

Al igual que en el circuito IEEE de 34 nodos, se obtiene un escenario de alta carga para el circuito IEEE de 123 nodos, en donde se varía de forma aleatoria las impedancias de carga por fase y por componente real e imaginaria entre un 150 y un 200% de la condición nominal.

Las figuras 4.18, 4.19 y 4.20 muestran el desempeño del localizador en un escenario de alta carga, ante fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas respectivamente.

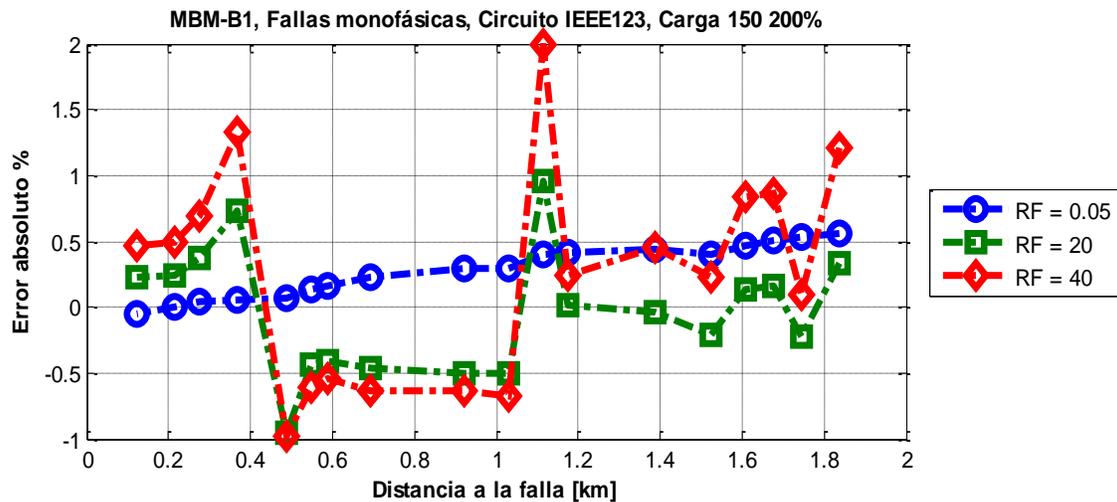


Figura 4.18. Curvas de desempeño para fallas monofásicas ante variación aleatoria entre 150 y 200% de la condición nominal de carga en el circuito IEEE de 123 nodos.

La figura 4.18, muestra que el desempeño de la metodología de localización ante fallas monofásicas en un escenario de alta carga es bueno, encontrando errores de estimación en un rango entre -1% y 2%. Con relación a la condición nominal el desempeño para fallas con resistencias de 0,05 Ω es el mismo, mostrando una tendencia de subestimación de la distancia a la falla. Para fallas monofásicas con resistencia de 20 y 40Ω no se tiene una tendencia clara de subestimación o sobreestimación y los errores se incrementan levemente en comparación con la condición nominal. Pese a ello, se tiene un buen desempeño del localizador.

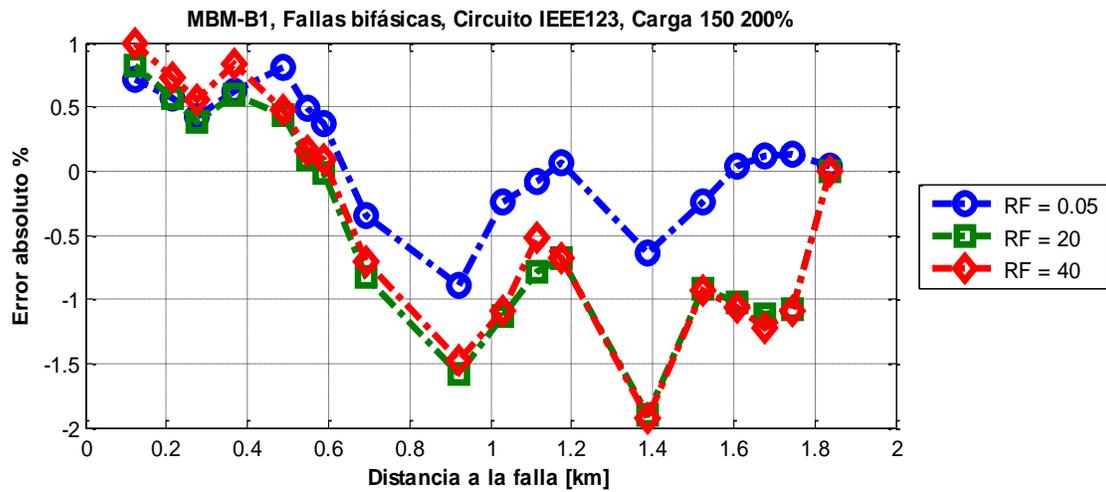


Figura 4.19. Curvas de desempeño para fallas bifásicas ante variación aleatoria entre 150 y 200% de la condición nominal de carga, en circuito IEEE de 123 nodos.

De igual forma que en la condición nominal, las curvas de desempeño obtenidas para el caso de fallas bifásicas, muestran una tendencia de sobreestimación de la distancia a la falla. Los errores de estimación se incrementan levemente en comparación con la condición nominal y se encuentran en un rango entre -2% y 1%.

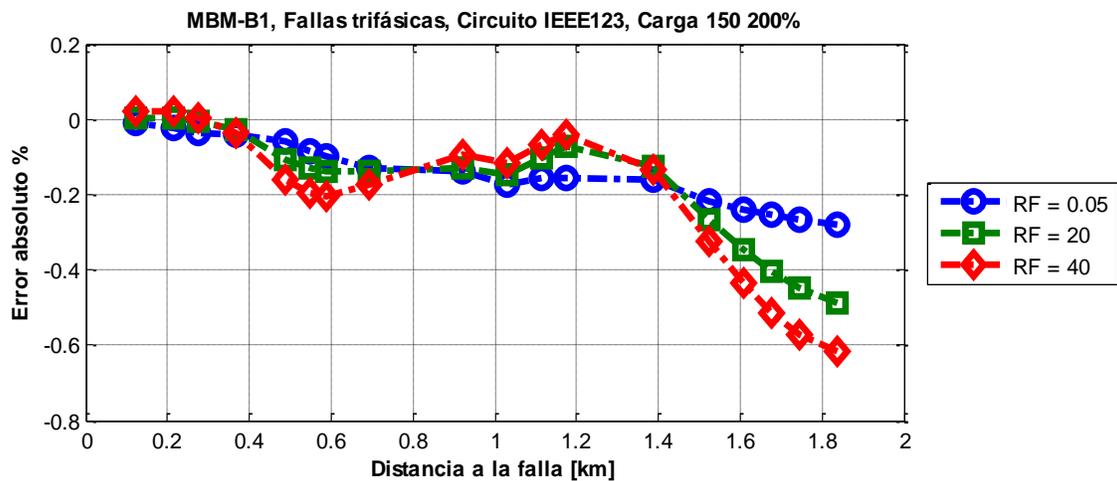


Figura 4.20. Curvas de desempeño para fallas trifásicas ante variación aleatoria entre 150 y 200% de la condición nominal de carga en el circuito IEEE de 123 nodos.

De acuerdo con la figura 4.20, se encuentra que la metodología de localización de fallas presenta una tendencia a sobreestimar la distancia a la falla, lo cual se conserva con relación a la condición nominal. El error de estimación se encuentra en un rango entre -

0,6% y 0,02%, que es levemente mayor al obtenido a condición nominal, pero que pese a ello evidencia un buen desempeño del localizador de fallas.

Para los tres tipos de fallas analizados, en el escenario de alta carga (150-200% de la condición nominal), la metodología de localización de fallas presenta buenos resultados, lo que se evidencia al obtener como máximo error de estimación un valor de -2% en el caso de fallas monofásicas y bifásicas.

De los dos escenarios considerados para realizar la validación de la metodología de localización de fallas en el circuito IEEE de 123 nodos, el escenario de alta carga, es el que evidencia un deterioro mayor en el desempeño de la metodología de localización de fallas.

4.5. Pruebas ubicación óptima de medidores de tensión y corriente

En la sección 3.5 se describió una propuesta de mejora del desempeño de la técnica de localización de fallas, involucrando medidas de tensiones y corrientes adicionales a las de la subestación. Tales medidas son adquiridas en todos los nodos de un sistema prototipo, por medio de la herramienta de simulación automática de fallas descrita en la sección 3.3. Luego, como se menciona en la sección 3.6, se desarrollo un algoritmo genético de Chu-Beasley (AGCB), como herramienta de solución del problema de ubicación óptima de medidores de tensiones y corrientes para la localización de fallas.

En esta sección del documento, se describen los resultados obtenidos por el AGCB propuesto, para la ubicación óptima de medidores de tensión y corriente para mejorar el desempeño de la metodología de localización de fallas propuesta.

4.5.1. Descripción del indicador global de desempeño (*ErrorABS_{promMaxRadial}*)

Para resolver el problema de optimización, asociado a la ubicación óptima de medidores de tensión y corriente para la localización de fallas en un sistema de distribución, se debe formular un modelo matemático. En este caso como modelo matemático se tiene el presentado en la sección 3.6.1. Este modelo matemático define como función objetivo, minimizar el Error Absoluto promedio Máximo de los Radiales equivalentes (*ErrorABS_{promMaxRadial}*).

Para comprender como se obtiene el indicador global de desempeño *ErrorABS_{promMaxRadial}*, se remite a la sección 4.2, en donde el desempeño del método de localización propuesto, se valida ejecutando el MBM en un radial equivalente de un sistema de prueba. En cada nodo del radial equivalente y con una resistencia de falla

específica, se calcula el *Error Absoluto*, empleando la ecuación (4.1). Tal procedimiento se realiza para cada tipo de falla y finalmente se obtiene un gráfico de desempeño del MBM.

Si el procedimiento empleado para obtener cada gráfico de desempeño, se efectúa en todos los radiales del sistema de prueba y al error calculado en cada nodo, se obtiene su valor absoluto. Se encuentra un conjunto de matrices de errores absolutos (Tabla 4.1), en donde cada fila hace referencia a la resistencia de falla y cada columna corresponde al nodo donde se simuló la falla.

	<i>Nodo 1</i>	<i>Nodo 2</i>	<i>Nodo n</i>
$R_f=0$	$ ErrorABS $	$ ErrorABS $	$ ErrorABS $
\vdots	$ ErrorABS $	$ ErrorABS $	$ ErrorABS $
$R_f=40$	$ ErrorABS $	$ ErrorABS $	$ ErrorABS $

Tabla 4.1. Matriz de errores absolutos.

Luego de tener la matriz de errores absolutos, se determina por cada fila el mayor error. Así se halla un vector columna, en donde cada elemento corresponde al máximo error absoluto asociado a cada resistencia de falla. A continuación se calcula el promedio de éstos errores máximos absolutos y se encuentra un valor de error promedio asociado a cada tipo de falla. Este procedimiento se repite por cada tipo de falla y los errores promedio de los errores máximos absolutos, nuevamente son promediados de acuerdo al tipo de fallas analizadas.

De ésta forma, se encuentra un error promedio por cada radial equivalente. Finalmente, todos los errores promedio asociados a cada radial equivalente, son nuevamente promediados de acuerdo con la cantidad de radiales equivalentes del sistema de prueba. El valor resultante corresponde al Error Absoluto promedio Máximo de los Radiales equivalentes (*ErrorABSpromMaxRadial*) que es empleado como función objetivo del AGCB.

4.5.2. Pruebas ubicación óptima de conjuntos de medidores adicionales al de la subestación en circuito IEEE de 34 nodos

Para verificar el desempeño del AGCB propuesto en el sistema IEEE de 34 nodos, se simuló fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas con 3 resistencias de falla 0,05, 20 y 40 Ω , en todos los nodos del sistema de prueba. Estas simulaciones se realizaron con la herramienta de simulación automática de fallas descrita en la sección 3.3 y se obtuvieron los fasores de tensiones y corrientes en todos los nodos del sistema, para luego emplear estos fasores en la ejecución del AGCB propuesto.

En la sección 4.3.1, se observa que el MBM presenta un muy buen desempeño en la condición nominal de carga del circuito, pues allí las admitancias de carga son conocidas y no existe una incertidumbre en los fasores calculados a partir de los medidos en la subestación. Entonces, en la condición nominal de carga, ubicar medidores adicionales a la subestación no implicaría una mejora considerable en el desempeño del MBM. Por lo anterior y además porque el MBM aplicado al circuito IEEE de 34 nodos presenta un peor desempeño en el escenario de alta carga. Se selecciona dicho escenario para la ubicación óptima de medidores adicionales a la subestación.

En la sección 4.5.1 se describió un indicador global de desempeño del MBM (*ErrorABS_{prom}MaxRadial*). Calculando dicho indicador en el sistema IEEE de 34 nodos, cuando se tiene únicamente medidas en la subestación del sistema, se encuentra que el Error Absoluto promedio Máximo por Radial es de 2,05894%.

Debido a que el sistema IEEE de 34 nodos posee únicamente 31 posibilidades de ubicación de conjuntos de medidores, es posible efectuar en tiempos relativamente cortos una evaluación exhaustiva de todo el espacio de solución hasta un máximo de 3 medidores adicionales. La tabla 4.2 muestra los resultados de dicha evaluación.

Resultados al evaluar todo el espacio de soluciones en el circuito IEEE de 34 nodos				
Medidores	Tiempo de ejecución (horas)	Ubicación medidores		F.O.
1	0,0806105 h = 4,8366 min	816	824	1,95337
2	1,13150	814	850	1,92374
		818	820	
3	10,93783	814	850	1,90275
		852	832	
		818	820	

Tabla 4.2. Resultados al evaluar todo el espacio de soluciones en el circuito IEEE de 34 nodos.

Los resultados presentados en la tabla 4.2 son empleados para verificar el correcto funcionamiento del algoritmo genético desarrollado.

Para los 3 casos en donde se pretende ubicar 1, 2 y 3 conjuntos de medidores adicionales a la subestación, se ejecuta durante 10 veces el algoritmo genético de Chu-Beasley propuesto. Como parámetros del AGCB se emplea una tasa de mutación de 85% y la población inicial es generada en un 40% por la heurística descrita en la sección 3.6.3. a.

Los resultados de las ejecuciones del algoritmo genético de Chu-Beasley propuesto para la ubicación de 1, 2 y 3 conjuntos de medidores adicionales son presentados en las tablas 4.3, 4.4 y 4.5 respectivamente.

Resultados 1 conjunto de medidores adicional a la subestación circuito IEEE de 34 nodos					
Total de posibilidades		31C1		31	
Criterio de parada		20 repeticiones con la misma F.O.			
Tamaño de población		5 individuos			
Ejecución	Tiempo de ejecución (horas)	Ubicación medidores		F.O.	Número de iteraciones
1	0,27303	816	824	1,95337	49
2	0,15356	816	824	1,95337	27
3	0,10622	816	824	1,95337	21
4	0,16130	816	824	1,95337	33
5	0,13314	816	824	1,95337	27
6	0,11857	850	816	1,98637	23
7	0,12177	816	824	1,95337	25
8	0,12024	850	816	1,98637	24
9	0,12884	818	820	1,96462	24
10	0,27303	816	824	1,95337	49

Tabla 4.3. Resultados un conjunto de medidores adicional a la subestación en el circuito IEEE de 34 nodos.

En la tabla 4.3, se resaltan 7 de los resultados obtenidos con mejor función objetivo. Éstos corresponden a la misma respuesta encontrada al analizar todas las posibilidades. También es de notar que el tiempo de ejecución del AGCB es superior al requerido por la evaluación exhaustiva del espacio de soluciones. El resultado era el esperado, pues en este caso no existe explosión combinatorial, solo es cuestión de evaluar 31 posibilidades para determinar cuál es la mejor de todas.

La tabla 4.4 y 4.5, muestran en la parte superior el total de posibilidades de ubicación de dos y tres conjuntos de medidores adicionales, también presentan el tiempo que llevaría la evaluación exhaustiva de todas las posibilidades.

Para el caso de 2 medidores adicionales en la tabla 4.4 se resaltan las 4 mejores respuestas encontradas por el AGCB propuesto, que son las mismas dadas en la evaluación exhaustiva del espacio de solución, además el tiempo efectuado para obtener dichas respuestas por el AGCB se reduce en aproximadamente un 50% en comparación con la evaluación exhaustiva.

Resultados 2 conjuntos de medidores adicionales a la subestación en circuito IEEE de 34 nodos					
Total de posibilidades (31C2)		465	Tiempo de evaluación	1,13150	horas
Criterio de parada		70 repeticiones con la misma F.O.			
Tamaño de población		5 individuos			
Ejecución	Tiempo de ejecución (horas)	Ubicación medidores		F.O.	Número de iteraciones
1	0,51686	814	850	1,92374	93
		818	820		
2	0,66495	814	850	1,92374	124
		818	820		
3	0,39049	816	824	1,93527	71
		802	806		
4	0,54721	802	806	1,93527	88
		816	824		
5	0,48555	816	824	1,93527	94
		802	806		
6	0,50271	814	850	1,92374	99
		818	820		
7	0,46889	852	832	1,94631	97
		816	824		
8	0,83623	802	806	1,93527	169
		816	824		
9	0,39947	816	824	1,94631	75
		832	858		
10	0,51686	814	850	1,92374	93
		818	820		

Tabla 4.4. Resultados dos conjuntos de medidores adicionales a la subestación en el circuito IEEE de 34 nodos.

Con relación al caso de 3 medidores adicionales en la tabla 4.5 se resaltan 7 respuestas como las mejores obtenidas por AGCB propuesto. Estas corresponden en F.O. con la encontrada por la evaluación exhaustiva, pero tres difieren en la ubicación de los medidores, lo cual indica que para este caso específico existe por lo menos 4 ubicaciones adecuadas de los 3 conjuntos de medidores disponibles. El tiempo utilizado por AGCB propuesto para encontrar la mejor respuesta, es aproximadamente 16 veces inferior al requerido por la evaluación exhaustiva.

De acuerdo con las comparaciones realizadas en los casos de 2 y 3 conjuntos de medidores adicionales, se dice que el AGCB propuesto llegó al óptimo global, por lo tanto se considera que para los siguientes casos las soluciones serán de muy buena calidad.

Resultados 3 conjuntos de medidores adicionales a la subestación en circuito IEEE de 34 nodos					
Total de posibilidades (31C3)		4495	Tiempo de evaluación	10,93783	horas
Criterio de parada		100 repeticiones con la misma F.O.			
Tamaño de población		20 individuos			
Ejecución	Tiempo de ejecución (horas)	Ubicación medidores		F.O.	Número de iteraciones
1	0,66039	852	832	1,90275	114
		814	850		
		818	820		
2	0,67600	850	816	1,90275	115
		818	820		
		832	858		
3	0,79109	852	832	1,90275	147
		814	850		
		818	820		
4	1,01625	818	820	1,90275	186
		814	850		
		858	834		
5	1,10150	806	808	1,90943	200
		818	820		
		814	850		
6	1,54007	818	820	1,90275	283
		852	832		
		814	850		
7	0,79806	806	808	1,91997	141
		816	824		
		802	806		
8	0,57984	818	820	1,91501	101
		832	858		
		812	814		
9	1,81251	852	832	1,90275	345
		814	850		
		818	820		
10	1,06764	832	858	1,90275	204
		818	820		
		814	850		

Tabla 4.5. Resultados tres conjuntos de medidores adicionales a la subestación en el circuito IEEE de 34 de nodos.

Al verificar que el AGCB opera como es debido, se efectúan 10 ejecuciones del AGCB para los casos de 4 a 10 conjuntos de medidores adicionales a la subestación, en todos los casos como parámetros del AGCB se emplea una tasa de mutación de 85% y la población inicial es generada en un 40% por la heurística constructiva descrita en la sección 3.6.3. a. Los mejores resultados se presentan de la tabla 4.6 a la tabla 4.12 respectivamente.

Desde la tabla 4.6 a la tabla 4.12, se muestran en la parte superior el total de posibilidades de ubicación de los conjuntos de medidores adicionales a la subestación y también se presenta el tiempo que llevaría la evaluación exhaustiva de todas éstas.

Mejores resultados 4 conjuntos de medidores adicionales a la subestación en circuito IEEE de 34 nodos					
Total de posibilidades (31C4)		31465	Tiempo de evaluación	3,19020	días
Criterio de parada		100 repeticiones con la misma F.O.			
Tamaño de población		30 individuos			
Ejecución	Tiempo de ejecución (horas)	Ubicación medidores		F.O.	Número de iteraciones
1	1,22281	832	858	1,88717	201
		814	850		
		818	820		
		806	808		
2	2,57852	852	832	1,88717	431
		814	850		
		818	820		
		806	808		
3	2,01971	806	808	1,88717	334
		814	850		
		818	820		
		832	858		
4	2,63109	806	808	1,88717	445
		818	820		
		814	850		
		852	832		
5	1,77488	818	820	1,88717	300
		832	858		
		814	850		
		806	808		
6	1,62246	814	850	1,88717	272
		806	808		
		852	832		
		818	820		

Tabla 4.6. Mejores resultados para cuatro conjuntos de medidores adicionales a la subestación en el circuito IEEE de 34 de nodos.

La tabla 4.6 muestra que el AGCB encuentra seis respuestas como las mejores, de las cuales 3 definen una misma ubicación para los 4 conjuntos de medidores y las otras 3 mejores respuestas difieren solamente en la ubicación de 1 de los 4 conjuntos de medidores adicionales.

Mejores resultados 5 conjuntos de medidores adicionales a la subestación en circuito IEEE de 34 nodos					
Total de posibilidades (31C5)		169911	Tiempo de evaluación	17,2270875	días
Criterio de parada		100 repeticiones con la misma F.O.			
Tamaño de población		30 individuos			
Ejecución	Tiempo de ejecución (horas)	Ubicación medidores		F.O.	Número de iteraciones
2	1,44197	852	832	1,87851	217
		814	850		
		818	820		
		806	808		
		802	806		
8	1,72374	850	816	1,87851	249
		806	808		
		852	832		
		802	806		
		818	820		
9	1,17967	802	806	1,87851	167
		818	820		
		814	850		
		858	834		
		806	808		

Tabla 4.7. Mejores resultados para cinco conjuntos de medidores adicionales a la subestación en el circuito IEEE de 34 de nodos.

De acuerdo con la tabla 4.7, las 3 mejores respuestas encontradas por el AGCB para el caso de 5 conjuntos de medidores adicionales, establecen ubicaciones diferentes por lo menos en la ubicación de 1 de los 5 conjuntos de medidores.

La figura 4.21 Muestra la evolución del AGCB para las 3 mejores respuestas encontradas en el caso de 5 conjuntos de medidores adicionales.

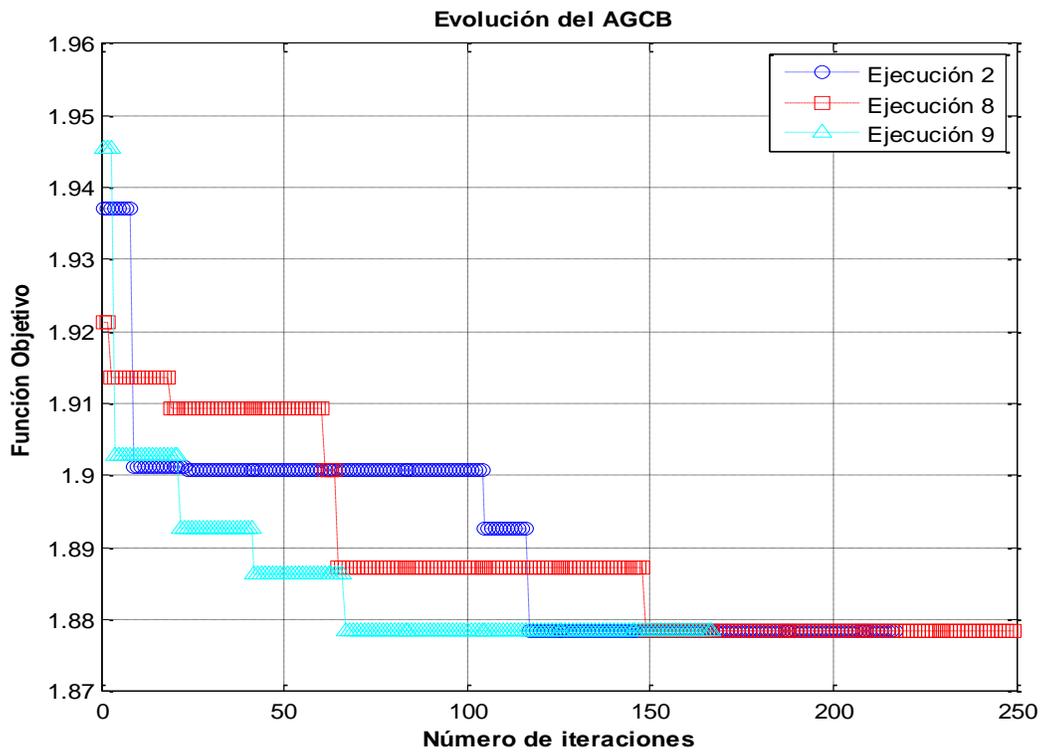


Figura 4.21. Evolución del AGCB para el caso de 5 conjuntos de medidores adicionales en el circuito IEEE de 34 nodos.

Mejores resultados 6 conjuntos de medidores adicionales a la subestación en circuito IEEE de 34 nodos					
Total de posibilidades (31C6)		736281	Tiempo de evaluación	2,48836	meses
Criterio de parada		100 repeticiones con la misma F.O.			
Tamaño de población		30 individuos			
Ejecución	Tiempo de ejecución (horas)	Ubicación medidores		F.O.	Número de iteraciones
1	1,51229	818	820	1,87674	266
		806	808		
		802	806		
		814	850		
		824	826		
		858	834		
2	2,08538	806	808	1,87674	334
		824	826		
		818	820		
		850	816		
		858	834		
		802	806		
5	1,77694	802	806	1,87674	318
		852	832		
		818	820		
		824	826		
		814	850		
		806	808		

Tabla 4.8. Mejores resultados para seis conjuntos de medidores adicionales a la subestación en el circuito IEEE de 34 de nodos.

De acuerdo con la tabla 4.8, las 3 mejores respuestas encontradas por el AGCB para el caso de 6 conjuntos de medidores adicionales, indican ubicaciones diferentes para los 6 conjuntos de medidores. Sin embargo todas 3 coinciden en la ubicación de 2 conjuntos de medidores, que son los situados en las ramas 802-806 y 806-808.

Mejores resultados 7 conjuntos de medidores adicionales a la subestación en circuito IEEE de 34 nodos					
Total de posibilidades (31C7)		2629575	Tiempo de evaluación	8,88699	meses
Criterio de parada		100 repeticiones con la misma F.O.			
Tamaño de población		30 individuos			
Ejecución	Tiempo de ejecución (horas)	Ubicación medidores		F.O.	Número de iteraciones
2	3,50761	802	806	1,875676	517
		858	834		
		824	826		
		854	856		
		814	850		
		818	820		
6	2,36712	806	808	1,87568	362
		832	858		
		854	856		
		818	820		
		824	826		
		802	806		
814	850				
806	808				

Tabla 4.9. Mejores resultados para siete conjuntos de medidores adicionales a la subestación en el circuito IEEE de 34 de nodos.

La tabla 4.9 muestra que el AGCB encuentra dos respuestas como las mejores, las cuales difieren solamente en la ubicación de 1 de los 7 conjuntos de medidores adicionales.

Mejores resultados 8 conjuntos de medidores adicionales a la subestación en circuito IEEE de 34 nodos					
Total de posibilidades (31C8)		7888725	Tiempo de evaluación	2,22175	años
Criterio de parada		100 repeticiones con la misma F.O.			
Tamaño de población		30 individuos			
Ejecución	Tiempo de ejecución (horas)	Ubicación medidores		F.O.	Número de iteraciones
10	2,48579	814	850	1,87568	400
		854	856		
		818	820		
		862	838		
		806	808		
		858	834		
		802	806		
		824	826		

Tabla 4.10. Mejores resultados para ocho conjuntos de medidores adicionales a la subestación en el circuito IEEE de 34 de nodos.

Mejores resultados 9 conjuntos de medidores adicionales a la subestación en circuito IEEE de 34 nodos					
Total de posibilidades (31C9)		20160075	Tiempo de evaluación	5,67780	años
Criterio de parada		100 repeticiones con la misma F.O.			
Tamaño de población		30 individuos			
Ejecución	Tiempo de ejecución (horas)	Ubicación medidores		F.O.	Número de iteraciones
10	2,68492	824	826	1,87568	398
		818	820		
		854	856		
		814	850		
		862	838		
		834	842		
		802	806		
		858	834		
		806	808		

Tabla 4.11. Mejores resultados para nueve conjuntos de medidores adicionales a la subestación en el circuito IEEE de 34 de nodos.

Mejores resultados 10 conjuntos de medidores adicionales a la subestación en circuito IEEE de 34 nodos					
Total de posibilidades (31C10)		44352165	Tiempo de evaluación	12,49116	años
Criterio de parada		100 repeticiones con la misma F.O.			
Tamaño de población		30 individuos			
Ejecución	Tiempo de ejecución (horas)	Ubicación medidores		F.O.	Número de iteraciones
2	2,10168	832	858	1,87568	307
		806	808		
		850	816		
		802	806		
		818	820		
		834	842		
		824	826		
		854	856		
		834	860		
		846	848		

Tabla 4.12. Mejores resultados para diez conjuntos de medidores adicionales a la subestación en el circuito IEEE de 34 de nodos.

En la figura 4.22, se presenta un grafico resumen del valor del indicador de desempeño global (*ErrorABS_{prom}MaxRadial*) para todos los casos de medidores adicionales considerados en el sistema IEEE de 34 nodos.

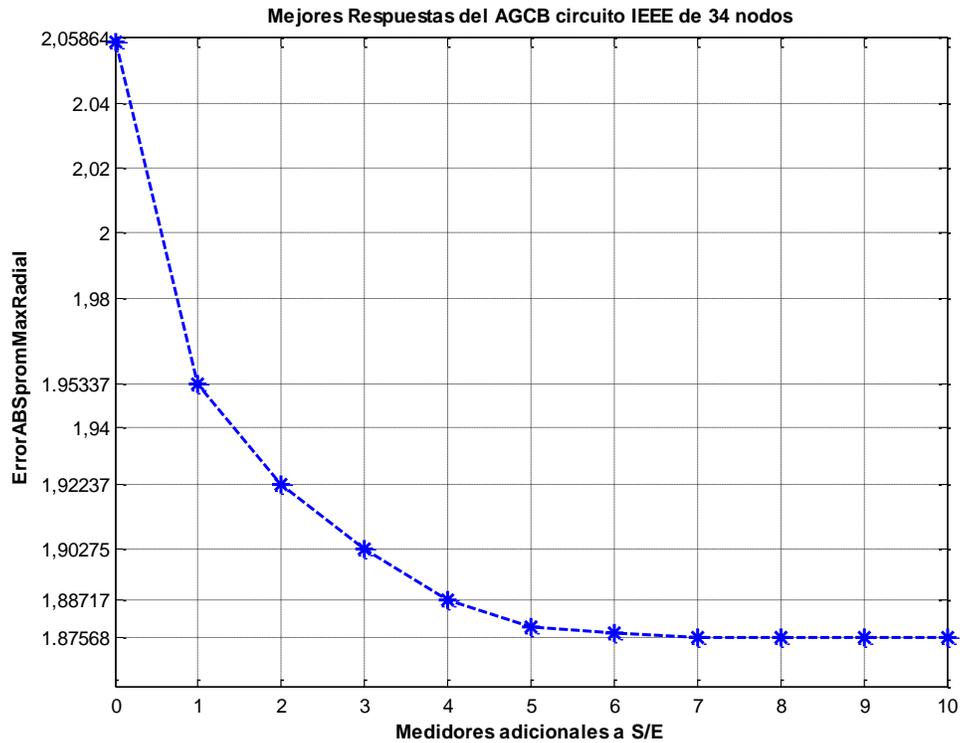


Figura 4.22. Mejores respuestas obtenidas por el AGCB para todos los casos en sistema IEEE de 34 nodos.

De acuerdo con la figura 4.22 y las tablas presentadas anteriormente, las mejores respuestas obtenidas por AGCB, para los 10 casos analizados de inclusión de conjuntos de medidores adicionales a las subestación en el circuito IEEE de 34 nodos, muestran como valor mínimo obtenido para la función objetivo 1,87568, valor que se repite desde el caso de 7 conjuntos de medidores adicionales hasta el caso de 10 conjuntos de medidores adicionales. Lo anterior indica que el involucrar más de 7 conjuntos de medidores adicionales en el circuito IEEE de 34 nodos, no tiene un impacto considerable en el desempeño de la metodología de localización de fallas propuesta.

La ubicación dada para el caso de un conjunto de medidores adicionales a la subestación no se presenta cuando se analizan los resultados obtenidos para los casos de inclusión de una mayor cantidad de conjuntos de medidores adicionales. Esto se debe a que el AGCB puede encontrar combinaciones de conjuntos de medidores, que superan la respuesta obtenida en el caso inicial.

De las tablas 4.9 y 4.10, se observa que la respuesta obtenida para el caso de 8 medidores corresponde a las mismas ubicaciones encontradas para el caso de 7 conjuntos de medidores, más un conjunto de medidores adicional.

En la figura 4.23, se señalan con un óvalo los tramos de línea correspondientes a las ubicaciones obtenidas por el AGCB para los 7 conjuntos de medidores adicionales y en un recuadro se señala la ubicación del conjunto de medidores adicional añadido por el AGCB para el caso de 8 conjuntos de medidores.

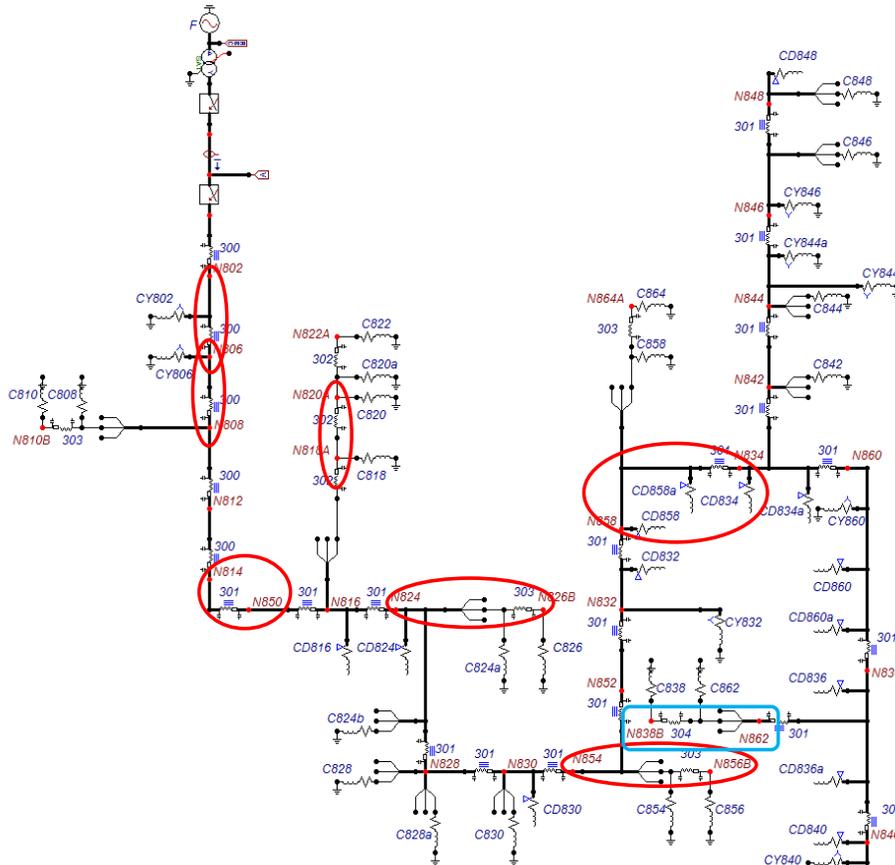


Figura 4.23. Ubicaciones obtenidas por el AGCB para el caso de 7 y 8 conjuntos de medidores adicionales a la Subestación

De acuerdo con las ubicaciones señaladas en la figura 4.23, se puede afirmar que el AGCB decide ubicar conjuntos de medidores cerca de los centros de carga del sistema IEEE de 34 nodos. Este resultado es el esperado, dado que en la información asociada a las cargas es donde se presenta la mayor incertidumbre, porque éstas son desconocidas y a pesar de que el método de localización de fallas realiza una aproximación para calcular las tensiones y corrientes en cada sección de línea, se incurre en un pequeño error. Entonces, el uso de las corrientes y tensiones adquiridas por los medidores ubicados en tramos de línea cerca de los centros de carga, brinda información importante para el mejoramiento del desempeño de la técnica de localización de fallas propuesta.

4.5.3. Pruebas ubicación óptima de conjuntos de medidores adicionales al de la subestación en circuito IEEE de 123 nodos

Al igual que para el sistema IEEE de 34 nodos, para verificar el desempeño del AGCB propuesto, en el sistema IEEE de 123 nodos, se simuló fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas con 3 resistencias de falla de 0,05, 20 y 40 Ω , en todos los nodos del sistema de prueba. Por las mismas razones expresadas en el circuito IEEE de 34 nodos, se selecciona el escenario de alta carga para la ubicación óptima de medidores adicionales a la subestación.

El indicador global de desempeño del MBM ($ErrorABS_{promMaxRadial}$), en el sistema IEEE de 123 nodos, cuando solo se cuenta con medidas en la subestación del sistema, se encuentra que tiene un valor de 2,06279%.

Para verificar el correcto funcionamiento del AGCB en el sistema IEEE de 123 nodos se efectúa una evaluación exhaustiva de todo el espacio de soluciones para 1 conjunto de medidores adicionales.

Resultados todo el espacio de soluciones en circuito IEEE de 123 nodos				
Medidores	tiempo de ejecución (horas)	Ubicación medidores		F.O
1	2,49679	13	52	1,93420

Tabla 4.13. Resultados al evaluar todo el espacio de soluciones en el circuito IEEE de 123 nodos.

Los resultados presentados en la tabla 4.13 son empleados para verificar el correcto funcionamiento del algoritmo genético desarrollado.

Para el caso de 1 conjunto de medidores adicionales a la subestación, se ejecuta durante 10 veces el algoritmo genético de Chu-Beasley propuesto. Como parámetros del AGCB se emplea una tasa de mutación de 85% y la población inicial es generada en un 40% por la heurística descrita en la sección 3.6.3. a).

Los resultados de las ejecuciones del AGCB propuesto para la ubicación de 1 conjunto medidores adicional son presentados en la tabla 4.14.

Resultados 1 conjunto de medidores adicionales a la subestación en circuito IEEE de 123 nodos					
Total de posibilidades		117C1		117	
Criterio de parada		50 repeticiones con la misma F.O.			
Tamaño de población		12 individuos			
Ejecución	Tiempo de ejecución (horas)	Ubicación medidores		F.O.	Número de iteraciones
1	4,22790	13	52	1,93420	98
2	4,00251	57	60	1,99778	91
3	2,49802	57	60	1,99778	55
4	2,48286	57	60	1,99778	55
5	2,34386	13	52	1,93420	51
6	2,51329	13	52	1,93420	51
7	3,12110	13	52	1,93420	59
8	7,10337	13	52	1,93420	138
9	4,43888	57	60	1,99778	84
10	3,25697	13	52	1,93420	60

Tabla 4.14. Resultados un conjunto de medidores adicional a la subestación en el circuito IEEE de 123 de nodos.

En la tabla 4.14, se resaltan 6 de los resultados obtenidos con mejor función objetivo. Éstos corresponden a la misma respuesta encontrada al analizar todas las posibilidades. También es de notar que el tiempo de ejecución del AGCB en la mayoría de los casos es superior al requerido por la evaluación exhaustiva del espacio de soluciones. Lo anterior era de esperarse, pues en este caso no existe explosión combinatorial, solo es cuestión de evaluar 117 posibilidades para determinar cuál es la mejor de todas.

De acuerdo con las comparaciones realizadas anteriormente para el caso de 1 conjunto de medidores adicional a la subestación, se dice que el AGCB propuesto llegó al óptimo global, por lo tanto se considera que para los siguientes casos las soluciones serán de muy buena calidad.

A continuación se realizan las ejecuciones del AGCB para los casos de 2 a 5 conjuntos de medidores adicionales a la subestación, en todos los casos como parámetros de AGCB se emplea una tasa de mutación de 85% y la población inicial es generada en un 40% por la heurística constructiva descrita en la sección 3.6.3. a). Los resultados son presentados de la tabla 4.15 a la tabla 4.18 respectivamente y al igual que para el sistema IEEE de 34 nodos las mejores respuesta encontradas se resaltan las mejores respuestas.

Resultados 2 conjuntos de medidores adicionales a la subestación en circuito IEEE de 123 nodos					
Total de posibilidades (117C2)		6786	Tiempo de evaluación		6,26763 días
Criterio de parada		100 repeticiones con la misma F.O.			
Tamaño de población		20 individuos			
Ejecución	Tiempo de ejecución (horas)	Ubicación medidores		F.O.	Numero de iteraciones
1	12,74853	13	52	1,89746	254
		60	67		
2	15,05876	52	53	1,96740	301
		60	67		
3	8,92356	57	60	1,97918	180
		72	76		
4	13,87431	13	52	1,89746	286
		60	67		
5	12,75623	72	76	1,90848	262
		13	52		
6	13,25589	13	52	1,89746	256
		60	67		
7	11,44598	60	67	1,89746	217
		13	52		
8	7,98074	60	67	1,97000	149
		57	60		
9	14,95398	72	76	1,97918	287
		57	60		
10	12,74853	13	52	1,89746	254
		60	67		

Tabla 4.15. Resultados dos conjuntos de medidores adicionales a la subestación en el circuito IEEE de 123 de nodos.

La tabla 4.15 muestra que el AGCB encuentra en 10 ejecuciones, 5 soluciones con mejor función objetivo. Estas 5 soluciones definen una misma ubicación para los 2 conjuntos de medidores adicionales a la subestación. El tiempo efectuado por el AGCB para obtener una respuesta, es inferior en aproximadamente 10 veces al que tomaría realizar la evaluación exhaustiva de todo el espacio de soluciones.

Resultados 3 conjuntos de medidores adicionales a la subestación en circuito IEEE de 123 nodos					
Total de posibilidades (117C3)		260130	Tiempo de evaluación	8,00863	meses
Criterio de parada		100 repeticiones con la misma F.O.			
Tamaño de población		20 individuos			
Ejecución	Tiempo de ejecución (horas)	Ubicación medidores		F.O.	Número de iteraciones
1	18,45564	13	52	1,88354	211
		52	53		
		60	67		
2	32,49749	13	52	1,87954	373
		60	67		
		57	60		
3	55,62257	13	52	1,87954	483
		60	67		
		57	60		
4	18,34037	13	52	1,88354	211
		52	53		
		60	67		
5	32,48482	13	52	1,87954	373
		60	67		
		57	60		
6	31,16435	13	52	1,87954	373
		60	67		
		57	60		
7	41,22972	13	52	1,87954	483
		60	67		
		57	60		
8	18,08029	60	67	1,87954	191
		13	52		
		57	60		
9	18,42866	13	52	1,88354	211
		52	53		
		60	67		
10	18,45564	13	52	1,88354	211
		52	53		
		60	67		

Tabla 4.16. Resultados tres conjuntos de medidores adicionales a la subestación en el circuito IEEE de 123 de nodos.

Resultados 4 conjuntos de medidores adicionales a la subestación en circuito IEEE de 123 nodos					
Total de posibilidades (117C4)		7413705	Tiempo de evaluación	19,02050	años
Criterio de parada		100 repeticiones con la misma F.O.			
Tamaño de población		30 individuos			
Ejecución	Tiempo de ejecución (horas)	Ubicación medidores		F.O.	Numero de iteraciones
1	20,53986	60	67	1,87584	313
		57	60		
		13	52		
		1	2		
2	17,35327	60	67	1,87848	264
		13	52		
		72	76		
		52	53		
3	15,96221	60	67	1,96491	242
		72	73		
		21	23		
		57	60		
4	26,56480	57	60	1,96180	410
		8	12		
		72	76		
		60	67		
5	19,09175	13	52	1,86897	291
		67	68		
		57	60		
		60	67		
6	10,90136	13	52	1,88678	160
		110	111		
		60	67		
		67	68		
7	16,86508	60	67	1,96258	255
		23	25		
		8	12		
		52	53		
8	15,78952	60	67	1,95566	236
		67	68		
		52	53		
		108	109		
9	20,12545	60	67	1,86897	306
		67	68		

		57	60		
		13	52		
10	20,53986	60	67	1,87584	313
		57	60		
		13	52		
		1	2		

Tabla 4.17. Resultados cuatro conjuntos de medidores adicionales a la subestación en el circuito IEEE de 123 de nodos.

Para el caso de 3 conjuntos de medidores adicionales a la subestación, las 6 mejores respuestas encontradas por el AGCB establecen las mismas ubicaciones de los 3 conjuntos de medidores disponibles. De igual manera ocurre para el caso de las 2 mejores respuestas encontradas por el AGCB en el caso de 4 conjuntos de medidores adicionales. Esto se puede verificar fácilmente en las tablas 4.16 y 4.17 respectivamente.

Debido a que la ejecución del AGCB, lleva un tiempo considerablemente elevado, se realizan 4 ejecuciones del AGCB para el caso de 5 conjuntos de medidores adicionales.

Resultados 5 conjuntos de medidores adicionales a la subestación en circuito IEEE de 123 nodos					
Total de posibilidades (117C5)		167549733	Tiempo de evaluación	429,86332	años
Criterio de parada		100 repeticiones con la misma F.O.			
Tamaño de población		30 individuos			
Ejecución	Tiempo de ejecución (horas)	Ubicación medidores		F.O.	Numero de iteraciones
1	20,15865	9	14	1,87059	290
		57	60		
		60	67		
		72	76		
		13	52		
2	24,49091	9	14	1,87059	290
		57	60		
		60	67		
		72	76		
		13	52		
3	21,43401	9	14	1,87059	290
		57	60		
		60	67		
		72	76		
		13	52		
4	29,28759	60	67	1,86458	394

		13	52		
		67	68		
		52	53		
		105	108		

Tabla 4.18. Resultados cinco conjuntos de medidores adicionales a la subestación en el circuito IEEE de 123 de nodos.

La figura 4.23 Muestra la evolución del AGCB para la mejores respuesta encontradas en el caso de 5 conjuntos de medidores adicionales.

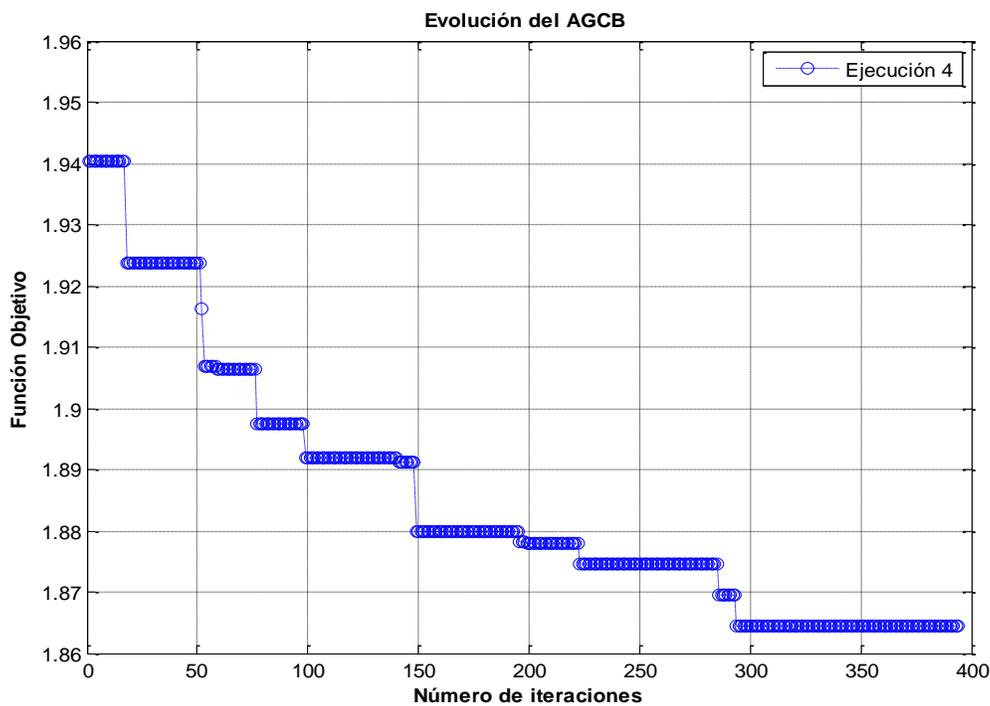


Figura 4.23. Evolución del AGCB para el caso de 5 conjuntos de medidores adicionales en el circuito IEEE de 123 nodos.

En todos los casos analizados de inclusión de conjuntos de medidores adicionales a la subestación, para el circuito IEEE de 123 nodos se nota un decremento en la función objetivo obteniendo como menor valor 1,86458 para el caso de 5 conjuntos de medidores adicionales. Este comportamiento es el esperado, pues al contar con un mayor número de conjuntos de medidores adicionales dispersos en el sistema, la metodología de localización de fallas propuesta dispone de más información para determinar con una mayor eficiencia la ubicación de las falla.

Al comparar las mejores soluciones encontradas por el AGCB para los 5 casos analizados, se observa que a medida que se incrementan los medidores adicionales, las ubicaciones dadas por el AGBC se hacen repetitivas, es decir el caso de 5 medidores incluye las ubicaciones obtenidas para los casos de 1, 2, 3 y 4 conjuntos de medidores más un conjunto de medidores adicional.

5. Conclusiones y trabajos futuros

5.1. Conclusiones

Para solucionar el problema de localización de fallas, se han empleado métodos se basan en la estimación de la impedancia de falla, utilizando medidas del fundamental de la tensión y de la corriente tomadas en la subestación. Adicionalmente a las medidas ya mencionadas estos métodos, utilizan los parámetros de la red eléctrica y por ello son conocidos como métodos basados en el modelo (MBM).

Muchos métodos basados en el modelo (MBM), cuando son analizados en sus aspectos teóricos son simples, pero se encuentra una gran dificultad para aplicarse en sistemas de mayor complejidad, debido al manejo de información, sobre todo de los datos de los parámetros de la red.

Para aplicar cualquier método de localización de fallas basado en el modelo, por lo general se requiere un simulador de circuitos eléctricos que permita modelar adecuadamente el sistema de distribución y un lenguaje de programación. Además de estos dos aspectos, se requiere que exista la posibilidad de transferir información del simulador de circuitos al lenguaje de programación de una manera simple y eficiente.

La metodología generalizada de reducción de sistemas de distribución ramificados a radiales equivalentes, es bastante útil puesto que los métodos de localización de fallas basados en el modelo eléctrico de un sistema de distribución emplean gran cantidad de parámetros del sistema y la adquisición de éstos no es fácil, pues como es el caso del ATP, la información se encuentra dispersa en tarjetas de datos que no permiten un intercambio de información simple y sencillo con cualquier lenguaje de programación.

El lenguaje de marcas extensible XML, permite realizar un intercambio de información de forma simple, ágil y rápido, pues como se mostro en la sección 3.2.2.a. luego de tener la información en este formato, la lectura de este documento es sencilla y permite dentro del lenguaje de programación ubicar todos los datos de la manera más conveniente para el programador, de tal forma que el manejo de información, para implementar un método de localización de fallas deje de ser un problema.

La metodología generalizada de reducción de sistemas de distribución ramificados a radiales equivalentes mostró ser eficiente, pues al realizar las pruebas de medición de corriente descritas en la sección 3.2.4.c, se encuentran errores bastantes pequeños entre las medidas obtenidas con el simulador de circuitos ATP y las calculadas a partir de las admitancias acumuladas por medio de la herramienta de reducción de circuitos.

Disponer de una herramienta de reducción de circuitos ramificados a radiales equivalentes, facilita considerablemente el proceso de programación de un método de localización de fallas. Esto se verificó al realizar la programación asociada al método de localización de fallas propuesto en la sección 5 de este documento. Con relación a lo anterior, se puede afirmar que el trabajo desarrollado ayuda considerablemente al momento de probar múltiples algoritmos de localización de fallas que se fundamenten en el modelo eléctrico del sistema.

De acuerdo con los resultados obtenidos en la sección 4.3 y 4.4 de este documento, se puede concluir que el método de localización de fallas propuesto en la sección 3.4, presenta un muy buen desempeño, pues los errores obtenidos para los diferentes escenarios de carga analizados muestran como valor máximo 3,15 % para el sistema IEEE de 34 nodos y -2% para el sistema IEEE de 123 nodos. Adicionalmente, las pruebas del desempeño del método de localización de fallas permiten verificar la funcionalidad de la herramienta de reducción de circuitos ramificados a radiales equivalentes.

En los dos sistemas analizados, a medida que se incrementa el conjunto de medidores adicionales a la subestación, se nota el aporte significativo del AGCB en la búsqueda de la ubicación más adecuada de estos. Lo anterior se evidencia, al comparar los tiempos del AGCB, con relación a los que llevaría la evaluación exhaustiva de todas las posibilidades. Por ejemplo para el caso de 5 conjuntos medidores adicionales en el sistema IEEE de 123 nodos, la evaluación exhaustiva de todas las posibilidades tardaría 429,86332 años mientras que el AGCB obtuvo una buena respuesta en 29,28 horas.

De acuerdo con los resultados obtenidos en la sección 4.5, se puede concluir que la inclusión de conjuntos de medidores adicionales a los de la subestación permite mejorar el desempeño del MBM propuesto, así el indicador de Error Absoluto promedio Máximo por Radial equivalente (*ErrorABS_{prom}MaxRadial*) no presente una disminución muy alta. Lo anterior se debe a que dicho indicador agrupa una gran cantidad de errores de estimación y al encontrar así sea una leve disminución en éste, se confirma que en casos puntuales se mejora la estimación de la distancia a la falla.

5.2. Trabajos futuros

Para involucrar medidas adicionales de tensiones y corrientes a la metodología de localización de fallas propuesta, fue necesario adicionar a la herramienta de simulación automática de fallas, medidores de tensión y corriente en todos los nodos del sistema, tal como se describió en la sección 3.3.3. Dicha modificación realizada a la herramienta de simulación automática de fallas es bastante valiosa, pues el conocer medidas adicionales en

todos los nodos del sistema en condición de prefalla y falla es de gran utilidad para continuar con desarrollos futuros en ésta temática.

Como trabajo futuro, se podrían establecer otros indicadores globales de desempeño, que evidencien variables económicas, como por ejemplo los costos asociados a contar o no con un número determinado de conjuntos de medidores adicionales.

Los MBM determinan una distancia a la falla a partir de la estimación de una impedancia vista desde la subestación, debido a que los sistemas de distribución son bastante ramificados, dicha distancia a la subestación podría coincidir en diferentes nodos de los ramales. Este problema es conocido como el de la múltiple estimación del sitio de la falla y para mitigar esta problemática se propone como trabajo futuro el uso de medidores adicionales, especialmente de corriente, ya que estos permiten determinar si la falla ocurre aguas abajo de su ubicación.

6. Bibliografía

- [ANDE, 1995] Anderson, P. M. “Analysis of Faulted Power Systems”. Wiley-IEEE Press. 1995.
- [AGGA, 1997] Aggarwal R. K., Aslan Y, and Johns A. T., “An interactive approach to fault location on overhead distribution lines with load taps,” Sixth International Conference on (Conf Developments in Power System Protection Publ. No. 434), 1997, pp. 184–187.
- [BEDO, 2012] Bedoya A., Mora J. y, Perez S, “Estrategia de reducción para la aplicación generalizada de localizadores de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica”. Revista EIA, ISSN 1794-1237 Número 17, p. 21-37. Julio 2012
- [BILL, 1984] R. Billinton, R Allan. “Reliability Evaluation of Power Systems”. New York, Plenum Press, 1984.
- [BOLL, 1993] Bollen M. “Literature Search for reliability data of components in electric distribution networks”. The Eindhoven University of Technology Netherlands. August 1993.
- [CHOI, 2004] Choi M, Lee. S, Lee D., and Jin B., “A new fault location algorithm using direct circuit analysis for distribution systems,” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 19, no. 1, pp. 35–41, 2004.
- [CHU, 1997] Chu P, Beasley, J. “A genetic algorithm for the generalized assignment problem,” Computers operations research, 1997.
- [CREG, 2000] Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG 096 de 2000, Ministerio de minas y energía. Diciembre de 2000. pp. 1-19.
- [CREG, 2008] Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG 097 de 2008, Ministerio de minas y energía. Septiembre de 2008. pp. 1-135.
- [CROZ, 1999] Crozier C, Wisdom W. “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, R. “Determining the locations of Faults in distribution systems”. Doctoral Thesis University of Saskatchewan, Saskatoon, Canada, spring 1998.
- [DUG, 2004] Dugan R. McGranaghan M. “Electrical Power Systems Quality”. Copyright © 2004 the McGraw-hill companies. Second edition
- [GALL, 2008] Gallego, R. A.; Escobar, A. H. y Toro, E. M., “Técnicas metaheurísticas de optimización,” Universidad Tecnológica de Pereira, 2008.
- [HOLL, 1975] Holland J.H., “Adaptation in natural and artificial systems,” Michigan: Ann Harbor, The University of Michigan Press, 1975.
- [HOLL, 1992] Holland, J.H., “Genetic algorithms,” Scientific American, v. 267, n. 1. P. 66-72, 1992.
- [HOPR, 2002] Høidalen, Hans K. Prikler, “ATPDraw manual”, version 3.5, October 2002.
- [IEEE, 2012] IEEE Distribution System Analysis Subcommittee “Radial Test Feeders”. 2012. Disponible en <http://www.ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>
- [KIZM, 2010] Kizilkay, M. “Alternative Transients Program Features”. Disponible en www.emtp.org/
- [MARIN, 2013] Marín J.G, “Análisis del efecto de la variación de parámetros de modelo de un sistema de distribución sobre las metodologías de localización de fallas paralelas”. Tesis de Maestría en Ingeniería eléctrica. Universidad Tecnológica de Pereira. Febrero de 2013.
- [MOBEI, 2006] Mora J., Bedoya J.C, Melendez J. “Implementación de protecciones y simulación automática de eventos para la localización de fallas en sistemas de distribución de energía”; Revista Ingeniería y Competitividad Universidad del Valle, volumen 8, Agosto de 2006.
- [MOBEII, 2006] Mora J., Bedoya J., Melendez J. “Extensive events database development using ATP and Matlab® to fault location in power distribution systems”. IEEE PES TyD LA. Venezuela. pp. 16. 2006.
- [MORA, 2006] Mora J. “Localización de faltas en sistemas de distribución de energía eléctrica usando métodos basados en el modelo y métodos

- basados en el conocimiento”. Tesis doctoral; Universitat de Girona, Cataluña-España, 2006. ISBN 978-84-690-4513-8.
- [NOVO, 1998] Novosel, D. Hart D. Hu, Y. and Myllymaki, J. “System for locating faults and estimating fault resistance in distribution networks with tapped loads”, US patent number 5,839,093. 1998.
- [PEREZ, 2010] Pérez L., Pérez S., Mora J.” Diseño de una herramienta eficiente de simulación automática de fallas en sistemas eléctricos de potencia”. Dyna, Año 77, Nro. 164, pp. 178-188. Medellín, Diciembre de 2010. ISSN 0012-7353.
- [VAN, 2002] Van Der Vlist, Eric. “XML Schema”, publisher O’Reilly, First Edition June 2002, ISBN: 0-596-00252-1, 400 pages.
- [WARR, 1968] Warrington A.R., Van C. “Protective relays. Their theory and practice”, Vol I, Chapman and Hall Ltd.London, 1968.
- [W3CI, 2000] W3C Recommendation, “Extensible Markup Language” Version 1.0, Octubre de 2000, Disponible en <http://www.w3.org/TR/REC-xml> .
- [W3CII, 2000] W3C Recommendation, “Extensible Markup Language: Prolog and Document Type Declaration” Version 1.0, Octubre de 2000, Disponible en <http://www.w3.org/TR/REC-xml/#sec-prolog-dtd>.
- [W3CIII, 2004] W3C Recommendation, “XML Schema Part 0: Primer Second Edition”, Octubre de 2004, Disponible en <http://www.w3.org/TR/xmlschema-0/>
- [XML, 2007] Molinari. M, Cox. S, “The XML Toolbox A User’s Guide”. The Geodise Project, University of Southampton. Copyright © 2007. Disponible en <http://www.geodise.org>

7. Anexos

Tablas de resultados obtenidos para la ubicación adecuada de conjuntos de medidores adicionales en el circuito IEEE de 34 nodos. En todas las tablas las mejores respuestas se esaltan.

Tabla A1. Resultados 4 conjuntos de medidores adicionales a la subestación en circuito IEEE de 34 nodos					
Total de posibilidades (31C4)		31465	Tiempo de evaluación	3,19020	días
Criterio de parada		100 repeticiones con la misma F.O.			
Tamaño de población		30 individuos			
Ejecución	Tiempo de ejecución (horas)	Ubicación medidores		F.O.	Número de iteraciones
1	1,22281	832	858	1,88717	201
		814	850		
		818	820		
		806	808		
2	2,57852	852	832	1,88717	431
		814	850		
		818	820		
		806	808		
3	2,01971	806	808	1,88717	334
		814	850		
		818	820		
		832	858		
4	2,63109	806	808	1,88717	445
		818	820		
		814	850		
		852	832		
5	1,77488	818	820	1,88717	300
		832	858		
		814	850		
		806	808		
6	1,62246	814	850	1,88717	272
		806	808		
		852	832		
		818	820		
7	1,10199	806	808	1,92134	181
		854	856		
		858	834		

		816	824		
8	1,31267	816	824	1,91808	210
		806	808		
		824	826		
		802	806		
9	1,20890	806	808	1,90602	192
		832	858		
		816	824		
		802	806		
10	1,43379	824	826	1,90118	236
		852	832		
		814	850		
		818	820		

Tabla A2. Resultados 5 conjuntos de medidores adicionales a la subestación en circuito IEEE de 34 nodos					
Total de posibilidades (31C5)		169911	Tiempo de evaluación	17,2270875	días
Criterio de parada		100 repeticiones con la misma F.O.			
Tamaño de población		30 individuos			
Ejecución	Tiempo de ejecución (horas)	Ubicación medidores		F.O.	Número de iteraciones
1	1,00405	812	814	1,89154	147
		858	834		
		802	806		
		808	812		
		818	820		
2	1,44197	852	832	1,87851	217
		814	850		
		818	820		
		806	808		
		802	806		
3	2,80869	852	832	1,88560	439
		818	820		
		824	826		
		806	808		
		814	850		
4	1,43064	824	826	1,90458	218
		816	824		
		806	808		
		832	858		

		802	806		
5	1,55520	854	856	1,90527	238
		802	806		
		806	808		
		816	824		
		852	832		
6	2,02281	818	820	1,88560	318
		824	826		
		852	832		
		814	850		
		806	808		
7	1,16535	814	850	1,90031	179
		852	832		
		818	820		
		824	826		
		854	856		
8	1,72374	850	816	1,87851	249
		806	808		
		852	832		
		802	806		
		818	820		
9	1,17967	802	806	1,87851	167
		818	820		
		814	850		
		858	834		
		806	808		
10	0,87338	852	832	1,88717	124
		834	842		
		850	816		
		806	808		
		818	820		

Tabla A3. Resultados 6 conjuntos de medidores adicionales a la subestación en circuito IEEE de 34 nodos

Total de posibilidades (31C6)	736281	Tiempo de evaluación	2,48836	meses
Criterio de parada	100 repeticiones con la misma F.O.			
Tamaño de población	30 individuos			
Ejecución	Tiempo de ejecución (horas)	Ubicación medidores	F.O.	Número de iteraciones
1	1,51229	818	820	1,87674
				266

		806	808		
		802	806		
		814	850		
		824	826		
		858	834		
2	2,08538	806	808	1,87674	334
		824	826		
		818	820		
		850	816		
		858	834		
		802	806		
3	1,22452	806	808	1,90383	217
		858	834		
		824	826		
		816	824		
		802	806		
		854	856		
4	1,49667	834	842	1,88560	263
		814	850		
		806	808		
		818	820		
		858	834		
		824	826		
5	1,77694	802	806	1,87674	318
		852	832		
		818	820		
		824	826		
		814	850		
		806	808		
6	1,58465	854	856	1,90383	277
		802	806		
		806	808		
		832	858		
		824	826		
		816	824		
7	1,32194	820	822	1,87851	236
		802	806		
		818	820		
		806	808		
		852	832		

		814	850		
8	1,11314	808	812	1,90054	198
		812	814		
		818	820		
		858	834		
		824	826		
		808	810		
9	1,25477	818	820	1,88560	223
		824	826		
		806	808		
		832	858		
		814	850		
		862	838		
10	0,93474	806	808	1,92056	163
		832	858		
		818	820		
		816	824		
		824	826		
		850	816		

Tabla A4. Resultados 7 conjuntos de medidores adicionales a la subestación en circuito IEEE de 34 nodos					
Total de posibilidades (31C7)	2629575	Tiempo de evaluación	8,88699	meses	
Criterio de parada	100 repeticiones con la misma F.O.				
Tamaño de población	30 individuos				
Ejecución	Tiempo de ejecución (horas)	Ubicación medidores		F.O.	Número de iteraciones
1	1,86869	834	860	1,87674	283
		818	820		
		802	806		
		806	808		
		814	850		
		858	834		
2	3,50761	824	826	1,87568	517
		802	806		
		858	834		
		824	826		
		854	856		
		814	850		
		818	820		

		806	808		
3	2,28038	854	856	1,87745	359
		802	806		
		806	808		
		852	832		
		850	816		
		818	820		
		862	838		
4	4,04820	818	820	1,87568	487
		814	850		
		806	808		
		824	826		
		802	806		
		852	832		
		854	856		
5	2,47857	846	848	1,87851	284
		802	806		
		814	850		
		806	808		
		834	860		
		832	858		
		818	820		
6	2,36712	832	858	1,87568	362
		854	856		
		818	820		
		824	826		
		802	806		
		814	850		
		806	808		
7	2,39176	836	840	1,87674	366
		814	850		
		802	806		
		806	808		
		824	826		
		858	834		
		818	820		
8	0,81659	818	820	1,88717	118
		852	832		
		806	808		
		836	862		

		862	838		
		832	858		
		814	850		
9	1,96240	818	820	1,89759	299
		846	848		
		824	826		
		802	806		
		820	822		
		806	808		
		850	816		
10	1,40922	824	826	1,88473	211
		858	864		
		858	834		
		814	850		
		818	820		
		806	808		
		854	856		

Tabla A5. Resultados 8 conjuntos de medidores adicionales a la subestación en circuito IEEE de 34 nodos					
Total de posibilidades (31C8)		7888725	Tiempo de evaluación	2,22175	años
Criterio de parada		100 repeticiones con la misma F.O.			
Tamaño de población		30 individuos			
Ejecución	Tiempo de ejecución (horas)	Ubicación medidores		F.O.	Número de iteraciones
1	0,68725	824	826	1,88542	103
		858	864		
		806	808		
		850	816		
		852	832		
		808	810		
		818	820		
2	1,41370	800	802	1,90447	224
		818	820		
		824	826		
		806	808		
		816	824		
		814	850		
		852	832		

		802	806		
3	1,45679	850	816	1,87851	233
		818	820		
		820	822		
		862	838		
		852	832		
		802	806		
		834	842		
		806	808		
4	2,18579	846	848	1,87674	359
		818	820		
		802	806		
		832	858		
		814	850		
		852	832		
		806	808		
		824	826		
5	1,19229	806	808	1,88630	186
		850	816		
		820	822		
		834	842		
		852	832		
		818	820		
		836	862		
		854	856		
6	1,50989	818	820	1,87851	232
		852	832		
		820	822		
		802	806		
		858	864		
		806	808		
		850	816		
		846	848		
7	2,05774	814	850	1,88560	320
		806	808		
		824	826		
		818	820		
		858	834		
		820	822		
		834	842		

		836	840		
8	1,27760	858	864	1,90447	198
		806	808		
		824	826		
		858	834		
		802	806		
		816	824		
		814	850		
		834	842		
9	1,04953	802	806	1,90591	161
		800	802		
		806	808		
		834	842		
		816	824		
		836	840		
		858	834		
		816	818		
10	2,48579	814	850	1,87568	400
		854	856		
		818	820		
		862	838		
		806	808		
		858	834		
		802	806		
		824	826		

Tabla A6. Resultados 9 conjuntos de medidores adicionales a la subestación en circuito IEEE de 34 nodos					
Total de posibilidades (31C9)	20160075	Tiempo de evaluación	5,67780	años	
Criterio de parada	100 repeticiones con la misma F.O.				
Tamaño de población	30 individuos				
Ejecución	Tiempo de ejecución (horas)	Ubicación medidores	F.O.	Número de iteraciones	
1	1,34518	818	820	1,87674	195
		852	832		
		814	850		
		802	806		
		824	826		
		846	848		
		862	838		

		806	808		
		836	840		
2	1,20915	834	842	1,89263	175
		814	850		
		802	806		
		818	820		
		858	834		
		850	816		
		820	822		
		836	862		
		800	802		
3	1,62005	824	826	1,87674	238
		850	816		
		836	840		
		818	820		
		806	808		
		858	864		
		834	842		
		802	806		
4	2,02987	852	832	1,87637	305
		834	842		
		806	808		
		832	858		
		802	806		
		808	810		
		854	856		
		814	850		
		818	820		
5	1,58446	824	826	1,90372	233
		802	806		
		806	808		
		832	858		
		854	856		
		800	802		
		824	826		
		850	816		
		862	838		
816	824				
6	1,96743	852	832	1,88561	293
		850	816		

		858	834		
		834	842		
		824	826		
		818	820		
		836	862		
		806	808		
		820	822		
7	1,93671	818	820	1,90372	287
		824	826		
		816	824		
		820	822		
		858	834		
		802	806		
		806	808		
		854	856		
		834	860		
8	2,04273	834	860	1,88629	306
		818	820		
		814	850		
		858	834		
		820	822		
		808	810		
		824	826		
		806	808		
		862	838		
9	1,17002	834	860	1,92056	170
		836	862		
		816	818		
		806	808		
		862	838		
		834	842		
		824	826		
		832	858		
		816	824		
10	2,68492	824	826	1,87568	398
		818	820		
		854	856		
		814	850		
		862	838		
		834	842		

		802	806		
		858	834		
		806	808		

Tabla A7. Resultados 10 conjuntos de medidores adicionales a la subestación en circuito IEEE de 34 nodos					
Total de posibilidades (31C10)		44352165	Tiempo de evaluación	12,49116	años
Criterio de parada		100 repeticiones con la misma F.O.			
Tamaño de población		30 individuos			
Ejecución	Tiempo de ejecución (horas)	Ubicación medidores		F.O.	Número de iteraciones
1	1,03332	824	826	1,89176	144
		802	806		
		850	816		
		836	862		
		832	858		
		852	832		
		858	864		
		808	810		
		834	842		
2	2,10168	818	820	1,87568	307
		832	858		
		806	808		
		850	816		
		802	806		
		818	820		
		834	842		
		824	826		
		854	856		
3	1,51232	834	860	1,90372	213
		846	848		
		854	856		
		802	806		
		806	808		
		850	816		
		800	802		
		858	834		
		816	824		
824	826				
		818	820		

		836	840		
4	2,45320	806	808	1,88541	357
		808	812		
		820	822		
		832	858		
		858	834		
		818	820		
		802	806		
		812	814		
		824	826		
5	1,44514	858	834	1,88900	203
		820	822		
		812	814		
		808	810		
		818	820		
		808	812		
		824	826		
		854	856		
		802	806		
		836	862		
6	1,85419	812	814	1,88541	261
		858	864		
		808	812		
		852	832		
		806	808		
		824	826		
		834	860		
		818	820		
		834	842		
		802	806		
7	2,83970	806	808	1,88541	394
		802	806		
		820	822		
		824	826		
		818	820		
		812	814		
		808	812		
		858	834		
		800	802		

		834	860		
8	0,90987	854	856	1,92050	118
		834	860		
		816	824		
		858	834		
		802	806		
		850	816		
		820	822		
		808	812		
		808	810		
		824	826		
9	2,20109	820	822	1,87745	301
		818	820		
		806	808		
		802	806		
		852	832		
		836	862		
		854	856		
		814	850		
		832	858		
800	802				
10	0,95520	854	856	1,88979	120
		852	832		
		858	864		
		802	806		
		834	842		
		818	820		
		834	860		
		824	826		
		820	822		
814	850				