

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



**LOCALIZACIÓN DE FALLAS ELÉCTRICAS EN
REDES RADIALES DE DISTRIBUCIÓN UTILIZANDO
UN SISTEMA DE GERENCIA INTELIGENTE**

PROYECTO DE TESIS

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

JUAN CARLOS CEBRIAN AMASIFEN

PROMOCIÓN 2001-I

LIMA-PERÚ

2010

*Dedicado a mis padres, Teodocia y
Alex por el amor, cariño, apoyo y
ejemplo de superación que siempre
significó mucho para mí.*

ÍNDICE

CAPÍTULO I	4
INTRODUCCIÓN	4
1.1ANTECEDENTES	6
1.2OBJETIVOS	13
1.3ALCANCE	14
1.4LIMITACIONES	15
CAPÍTULO II.....	17
MARCO TEÓRICO	17
2.1PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	18
2.2DEFINICIONES	21
2.2.1Sistemas eléctricos de distribución	21
2.2.2Modelo generalizado	23
2.3MÉTODOS DE LOCALIZACIÓN	24
2.4COMPARACIÓN DE LOS MÉTODOS PARA LOCALIZACIÓN	31
CAPÍTULO III	34
SISTEMAS DE INFORMACIÓN EXISTENTES EN LA EMPRESA AES-ELETROPAULO	34
3.1EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA AES-ELETROPAULO – BREVE COMENTARIO	35
3.2BANCOS DE INFORMACIÓN	37
3.2.1Software Integrador - SI	38
3.2.2GIS	40
3.2.3Sistema Scada – xOMNI	41
3.2.4Sistema SGE	45
3.2.5Sistema ATENDE	46

3.3	<i>LOCALIZADOR DE FALLAS ELÉCTRICAS</i>	47
3.4	<i>ALGORITMO PARA LA GERENCIA INTELIGENTE</i>	48
CAPÍTULO IV.....		51
METODOLOGÍA PARA LOCALIZACIÓN DE FALLAS ELÉCTRICAS		51
4.1	<i>CÁLCULO DE LA DEMANDA</i>	53
4.1.1	<i>Formulación Necesaria</i>	54
4.1.2	<i>Demanda en cada transformador de distribución</i>	55
4.2	<i>CÁLCULO DE FLUJO DE POTENCIA</i>	56
4.2.1	<i>Metodología de Solución</i>	57
4.3	<i>OBTENCIÓN DEL PUNTO DE FALLA</i>	62
4.3.1	<i>Cálculo de las tensiones y corrientes</i>	63
4.3.2	<i>Formulación para el cálculo de la distancia de la falla</i>	65
4.3.2.1..	<i>Fallas Monofásicas</i>	66
4.3.2.2..	<i>Fallas Bifásicas</i>	68
4.3.2.3..	<i>Fallas Bifásicas a tierra</i>	70
4.3.2.4..	<i>Fallas Trifásicas</i>	73
4.4	<i>AJUSTE CONSIDERANDO DESFASAJE DE LOS ÁNGULOS</i>	77
4.4.1	<i>Rotación antes del flujo de carga</i>	78
4.4.2	<i>Rotación considerando tipo de falla</i>	80
4.5	<i>ALGORITMO PARA LOCALIZACIÓN PROPUESTO</i>	85
CAPÍTULO V		88
RESULTADOS.....		88
5.1	<i>PRIMERA PARTE: COMPARACIÓN ENTRE ATP - LOCALIZADOR</i>	89
5.1.1	<i>Red de 19 barras</i>	89
5.1.1.1..	<i>Caso 1 – Falla Monofásica</i>	90
5.1.1.2..	<i>Caso 2 – Falla Bifásica</i>	91
5.1.1.3..	<i>Caso 3 – Falla Bifásica a Tierra</i>	93

5.1.1.4..Caso 4 – Falla Trifásica	94
5.2SEGUNDA PARTE: SIMULACIÓN CON CIRCUITOS REALES DE DISTRIBUCIÓN	96
5.2.1Circuito EPE 0109	97
5.2.2Circuito MSA 0110	100
5.2.3Circuito EPE 0102	102
5.2.4Circuito VME 0111	104
5.3COMENTARIO DE LOS RESULTADOS	106
CONCLUSIONES	108
RECOMENDACIONES	110
BIBLIOGRAFÍA	112
APÉNDICE	117

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Metodologías para localización de fallas.....	18
Figura 2.2 Modelo generalizado de un sistema de distribución.....	23
Figura 2.3 Modelo generalizado de una sección de línea	24
Figura 3.1 Relacionamiento de los diferentes bancos y/o sistemas de información existentes en la concesionaria AES-Eletropaulo.....	37
Figura 3.2 Algoritmo para la gerencia inteligente durante la localización de posibles puntos de falla.	50
Figura 4.1 Modelo de una línea de distribución trifásica.....	57
Figura 4.2 Ordenación por niveles de todos los nodos para una red de distribución radial.....	59
Figura 4.3 Circuito representativo para calcular las tensiones y corrientes para una determinada línea $k, k+1$	64
Figura 4.4 Circuito de 7 barras representativo para calcular las corrientes inyectadas en todas las barras	65
Figura 4.5 Corto–Circuito Monofásico entre la fase A y tierra	66
Figura 4.6 Corto–Circuito Bifásico entre las fases BC	68
Figura 4.7 Corto–Circuito Bifásico a tierra entre las fases BCT	71
Figura 4.8 Corto–Circuito Trifásico.....	73
Figura 4.9 Rotación de Ángulos considerando valor de la fase A medida.	78
Figura 4.10 Rotación de ángulos para falla monofásica considerando fase de la falla: a) Fasores medidos en las fases ABC, b) Rotación para una falla en la fase A, c) Rotación para una falla en la fase B, c) Rotación para una falla en la fase C.....	81

Figura 4.11 Rotación de Ángulos para fallas bifásicas y bifásicas a tierra considerando las fase de la falla: a) Fasores medidos en las fases ABC, b) Rotación para una falla en las fases BC, c) Rotación para una falla en las fases AB, c) Rotación para una falla en las fases AC.	83
Figura 4.12 Diagrama de flujo para localización de fallas eléctricas en redes de distribución eléctrica	87
Figura 5.1 Alimentador de 19 barras	89
Figura 5.2 Red de 19 barras con los puntos localizados y con el punto real de falla para una falla monofásica en la barra P033	91
Figura 5.3 Red de 19 barras con los puntos localizados y con el punto real de falla para una falla bifásica en la barra P072	93
Figura 5.4 Red de 19 barras con los puntos localizados y con el punto real de falla para una falla bifásica a tierra en la barra P083	94
Figura 5.5 Red de 19 barras con los puntos localizados y con el punto real de falla para una falla trifásica en la barra P052	96
Figura 5.6 Circuito Real de distribución EPE 0109	98
Figura 5.7 Circuito EPE 0109, en cruz los puntos localizados por el software e indicado con la flecha el punto real de la falla	99
Figura 5.8 Circuito Real de distribución MSA 0110	100
Figura 5.9 Circuito MSA 0110, en cruz los puntos localizados por el software e indicado con la flecha el punto real de la falla	101
Figura 5.10 Circuito Real de distribución EPE 0102	102

Figura 5.11 Circuito EPE 0102, en cruz los puntos localizados por el software e indicado con la flecha el punto real de la falla.....	103
Figura 5.12 Circuito Real de distribución VME 0111	104
Figura 5.13 Circuito VME 0111, en cruz los puntos localizados por el software e indicado con la flecha el punto real de la falla.....	105
Figura A Diagrama unifilar de 19 barras	Apendice

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Comparación de los métodos de localización de fallas.....	32
Tabla 3.1 Valores de los indicadores de calidad para la empresa distribuidora eléctrica AES-Eletropaulo.....	36
Tabla 5.1 Valores de tensión y corriente Pre-Falla y Falla obtenidos en la barra P003 para una falla monofásica en la barra P033.	90
Tabla 5.2 Valores de tensión y corriente Pre-Falla y Falla obtenidos en la barra P003 para una falla bifásica en la barra P072.	92
Tabla 5.3 Valores de tensión y corriente Pre-Falla y Falla obtenidos en la barra P003 para una falla bifásica a tierra en la barra P083	93
Tabla 5.4 Valores de tensión y corriente Pre-Falla y Falla obtenidos en la barra P003 para una falla trifásica en la barra P052	95
Tabla 5.5 Valores Medidos de Tensión y Corriente Pre Falla e Durante la falla para diferentes alimentadores analizados.....	97
Tabla 5.6 Comparación de las coordenadas GIS calculadas y reales. Valor de la distancia entre estos dos puntos en metros para el Circuito EPE 0109.....	99
Tabla 5.7 Comparación de las coordenadas GIS calculadas y reales. Valor de la distancia entre estos dos puntos en metros para el Circuito MSA 0110.....	101
Tabla 5.8 Comparación de las coordenadas GIS calculadas y reales. Valor de la distancia entre estos dos puntos en metros para el circuito EPE 0102.....	103
Tabla 5.9 Comparación de las coordenadas GIS calculadas y reales. Valor de la distancia entre estos dos puntos en metros para el circuito VME 0111.....	105
Tabla A Datos eléctricos para todas las líneas de la red de 19 barras.....	Apendice

Agradecimientos

- En primer lugar a Dios por una conquista más en mi vida.
- Al Ing. José Silva Torres por las importantes contribuciones e ideas para la elaboración de este manuscrito.
- A la empresa *AES-Eletropaulo* por facilitar el desarrollo de este trabajo de tesis
- A mis colegas de trabajo Nelson Massakuza Matsuo y João Carlos Guaraldo por sus importantes contribuciones e ideas durante el desarrollo de este trabajo.
- A Valdomiro Vega por la colaboración durante la corrección de esta tesis.
- A mis hermanos Mercedes y Alejandro por su apoyo durante varias fases de este trabajo.
- A mi esposa Jessyca Citadini. Estoy muy agradecido con ella por amor, cariño y todos los agradables momentos durante nuestra convivencia.
- Al apoyo y amistad que siempre fueron dados por todos los colegas del ENERQ-CT.
- Finalmente a todos los amigos brasileños que siempre mostraron un grande espíritu receptivo y alegría desde el inicio de mi estadía en el Brasil.

PRÓLOGO

En la presente tesis se desarrolla una herramienta computacional integrada con la finalidad de proporcionar el soporte técnico necesario a las decisiones durante la operación del sistema eléctrico de distribución frente a los reclamos de consumidores afectados por una falla eléctrica.

Como resultado final, se presenta el desarrollo de un software aplicativo llamado “*Localizador*”, el cual incorpora informaciones de diferentes bancos de datos actualmente existentes en la empresa distribuidora brasileña *AES-Eletropaulo*, entre los cuales se encuentran: Centro de Medición de calidad de energía eléctrica, Sistema *Atende* y Software Integrador. Todos estos bancos proporcionan información necesaria para que el software “*Localizador*” determine, de forma rápida y precisa, los posibles puntos de falla ocurridas en la red eléctrica.

Para comprobar la eficiencia del software “*Localizador*” se aplicó a una red hipotética de 14 barras y 4 redes reales de distribución pertenecientes a la empresa distribuidora brasileña *AES-Eletropaulo*. Se aplicaron en diferentes casos y para cada uno de ellos se muestran y discuten los resultados obtenidos.

La presente tesis está organizada en cinco (5) capítulos, cada uno de ellos es comentado a continuación:

En el *Capítulo I* se presenta una introducción que muestra la importancia referente a localización de fallas eléctricas en redes de distribución radiales. También se presentan los objetivos, alcances y limitaciones de este trabajo de tesis.

En el *Capítulo II* se trata el marco teórico que abarca un panorama de diferentes estudios realizados en el Brasil y en el mundo, referente al tema de localización de fallas, tanto en redes de transmisión como de distribución eléctrica. También se explica el tema de localización de fallas en redes de distribución, que es la esencia de este trabajo.

En el *Capítulo III* se presenta los diferentes sistemas de información existentes en la empresa distribuidora *AES-Eletropaulo*. Se explica como estos sistemas interactúan y se relacionan para proveer informaciones al software “*localizador*” desarrollado en este trabajo de tesis.

En el *Capítulo IV* se presentan las formulaciones y modelos matemáticos aplicados durante la localización de fallas eléctricas. Las formulaciones abarcan: cálculo de demanda, flujo de potencia trifásico y obtención del punto de falla.

En el *Capítulo V* se muestran los resultados obtenidos utilizando una red hipotética de 19 barras y redes reales pertenecientes a la *AES-Eletropaulo*. Los resultados permiten comprobar la eficacia y eficiencia del software “*Localizador*” durante la obtención de posibles puntos de falla.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

Es observado en todo el mundo que las empresas concesionarias de energía, antiguamente responsables de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en sus áreas de atendimento de forma monopolizada, viven actualmente un mercado libre y competitivo, donde los consumidores en breve podrán optar por comprar energía de cualquier suministro, independiente de su localización geográfica.

Esta tendencia tiene todo para consolidarse en los próximos años, dado que solamente de esta forma las empresas conseguirán reducir sus costos operacionales, tornándose ágiles y competitivas. Además de eso, posibilitará a las empresas su adaptación a los criterios de calidad del servicio cada vez más rígidos, establecidos por los agentes reguladores del sector eléctrico, asegurando la satisfacción de sus clientes. Estos hechos vienen exigiendo una preparación cada vez mayor en las empresas de energía eléctrica. Las inversiones en la búsqueda de nuevas tecnologías y en la compra de nuevos equipos vienen aumentando substancialmente cada año.

Una red de distribución de energía eléctrica debe buscar mantener una mayor disponibilidad durante el suministro de energía atendiendo los índices de confiabilidad y niveles de tensión dentro de los límites definidos por la legislación y con las menores pérdidas de energía posible. Con las alteraciones en la legislación vigente que definen las reglas para la operación del sistema eléctrico (para este trabajo será considerado la legislación brasileña), dando más derechos a los consumidores y deberes a las concesionarias de energía eléctrica. En este entorno, es de grande importancia (para las empresas de energía eléctrica) la disminución de las interrupciones, en cantidad y duración, sean estas programadas o no.

Por todo esto, es grande el interés de las compañías eléctricas en minimizar el tiempo de las interrupciones durante el suministro de la energía eléctrica, provocadas normalmente por fallas permanentes comúnmente originadas por: descargas atmosféricas, caída de árboles o estructuras, vandalismo, rompimiento de conductores, etc. El restablecimiento seguro del suministro sólo puede ser realizado mediante la determinación del local del evento que provocó del disturbio, posibilitando el reparo de los elementos comprometidos.

De esta manera, el restablecimiento puede ser extremadamente costoso y demorado si el método de localización no determina adecuadamente, dentro de cierta precisión, el local de la falla permanente. En su forma más primitiva, esta localización es realizada a través de inspección visual, donde los equipos de mantenimiento recorren extensas trayectorias del sistema buscando los indicios para tal evento.

Diversos métodos existentes en la literatura ya fueron propuestos para tal finalidad. La utilización cada vez más intensa de relés de protección micropocesados, con función de registro de oscilografías, y la creciente instalación de registradores digitales de perturbación (*RDPs*) en las subestaciones permite la utilización de algoritmos digitales para la localización de fallas en líneas de transmisión.

Para los sistemas de transmisión, varios de los métodos propuestos han presentado razonable eficacia, posibilitando el desarrollo de sistemas localizadores de falla. Así mismo, éstos y otros métodos, cuando son aplicados a las redes de distribución no consiguen el mismo éxito, en razón a las características de estas redes; (naturaleza no homogénea con cargas grandemente distribuidas). Esta característica aumenta el grado de dificultad y torna el trabajo de localización de fallas en este tipo de redes una tarea ardua y de alta complejidad.

1.1 ANTECEDENTES

El problema de localización de fallas en sistemas de distribución, es un problema complejo y aún no está resuelto debido a las características propias de estas redes [IEEE 2004]. Fue comentado en el trabajo de [Mora Flórez 2006] los diferentes tipos de fallas que existen en los sistemas de potencia, estos pueden ser caracterizados en dos grandes grupos: serie y paralelo. Las fallas serie están asociadas generalmente a la ruptura de conductores, pero éstos no involucran contacto con la tierra o entre fases. Las fallas Paralelo están asociadas a corto-circuitos a tierra o con otras fases. Este grupo se subdivide en cinco tipos: a) Monofásicas, b) Bifásicas, c) Bifásicas a

tierra, d) Trifásicas y e) Trifásicas a tierra. El trabajo presentado por [Crozier 1999] comenta que los métodos comúnmente utilizados para localización en líneas aéreas, hacen referencia a las fallas de tipo paralelo, dadas las altas tasas de este tipo de evento. Es necesario comentar que las fallas tipo serie o de alta impedancia, están fuera del alcance de esta tesis.

Estudios han determinado que aproximadamente el 80% del total de fallas en el sistema de potencia, corresponden a fallas en el sistema de distribución [Bollen 1993] y del total de fallas en sistemas de distribución, aproximadamente el 70% corresponde a fallas monofásicas a tierra como fue comentado en los trabajos de [Westinghouse 1964] y [Mora Flórez 2006].

- **Localización de fallas en sistemas de Transmisión**

Para el caso específico de localización de fallas en líneas de transmisión, el problema se ha abordado mediante la utilización de las señales de tensión y corriente medidas en uno o en ambos terminales de la línea. Estos métodos comúnmente se dividen en tres categorías: a) ondas viajeras, b) componentes de alta frecuencia y c) componente fundamental [Das 1998].

Estos métodos tienen muy buen desempeño en la medida en que se conozcan los parámetros inductivos y capacitivos de la línea, la configuración de la red y tanto la clase y precisión de los medidores. Este método tiene como desventaja el alto costo de implementación [Ansell 1994].

De otra parte, la medición de las componentes de alta frecuencia en las que se fundamenta el segundo grupo de métodos, tienen la desventaja adicional de su complejidad y alto costo debido a que requieren filtros sintonizados para la medición de este tipo de señales [Takagi 1981].

Los métodos basados en la medición de la componente fundamental de tensión y de corriente de los terminales de la línea, estiman la impedancia equivalente desde el punto de medición. La impedancia estimada a partir de las mediciones, es comparada luego con una impedancia equivalente calculada con base en los parámetros de la línea. Para el caso de líneas de transmisión, estos métodos normalmente usan las medidas tomadas en ambos extremos de la línea, y consideran una línea homogénea y sin cargas intermedias. Estos métodos han sido preferidos por las empresas encargadas de las redes de transmisión debido a su simplicidad y bajo costo [Das 1998]. Normalmente, los algoritmos que utilizan registros de tensión y corriente efectuados en apenas un terminal de la línea de transmisión, fueron desarrollados como función adicional en relés de protección y oscilógrafos. Dado que estos algoritmos utilizan apenas mediciones de un terminal, la función de localización de fallas tiene su precisión limitada por las simplificaciones que deben ser impuestas a los modelos del sistema de transmisión.

Los algoritmos que utilizan registros de tensiones y corrientes realizados en los dos terminales de la línea de transmisión, fueron desarrollados como

herramienta de análisis de fallas, por lo tanto, tiene acceso a datos más precisos del sistema de transmisión, tales como impedancias y capacitancias de la línea de transmisión, impedancias equivalentes de cada uno de los terminales, etc. Una vez que esos algoritmos poseen datos más exactos sobre el sistema de transmisión, la función de localización de fallas normalmente presenta un mejor desempeño. Con esto podemos encontrar en la literatura algunos algoritmos ya consolidados para líneas de transmisión tales como [Aggarwal et al. 1993], [Girgis 1992] y [Yu et al. 2002].

- **Localización de fallas en sistemas de distribución**

En los sistemas eléctricos, las líneas de transmisión son generalmente consideradas homogéneas a lo largo de su extensión, o sea, es constituida de un único conductor sin cargas o derivaciones en puntos intermediarios. Para el caso de sistemas de distribución de energía, un mismo alimentador puede ser constituido por segmentos con diferentes conductores resultado en pedazos de líneas con impedancias por unidad distintos, así también diversas cargas y ramificaciones pueden estar conectadas a lo largo del circuito.

En los trabajos de [Lehtonen *et al.*, 1991] y [Tenschert 1993], pueden ser descritos las razones por la cual los métodos de localización de fallas en líneas de transmisión no pueden ser aplicadas a las redes de distribución, estas son:

- **Variedad de conductores/estructuras:** a lo largo de un alimentador existen diversos tipos de conductores y estructuras de redes. Esto significa que no hay relación lineal entre la impedancia y la distancia existente desde la subestación hasta el punto de falla;
- **Existencia de ramificaciones laterales:** al contrario de las líneas de transmisión, las redes de distribución poseen diversas ramificaciones laterales. Esto significa que cortos-circuitos en puntos geográficamente diferentes pueden resultar en valores de tensión y corrientes similares medidos en las subestaciones. De esta forma, para un evento de sobrecorriente puede haber más de un punto como solución del proceso de localización de fallas;
- **Modelaje de las cargas:** a corriente medida en la subestación durante un evento de sobrecorriente, posee una parte que corresponde a las corrientes de carga en cada barra. Además de la imposibilidad de determinar correctamente esas corrientes, no hay indicaciones sobre su comportamiento durante el corto-circuito.

Observando todas estas consideraciones, los trabajos en el campo de los sistemas de distribución vienen aumentando de forma significativa en los últimos años. Gran parte de estos estudios están relacionados con la mejora de los índices de continuidad del servicio en la red eléctrica, una vez que a la no desregularización del sector eléctrico obligó a las concesionarias (empresas distribuidoras de energía eléctrica) a operar en

un ambiente de competición que exige menores costos, mayor confiabilidad y mejor calidad del servicio para el consumidor.

Además de las necesidades de adaptación a ese nuevo ambiente, el crecimiento de los trabajos en este campo de los sistemas de distribución fue impulsado también por el aumento de las aplicaciones de tecnologías digitales referentes a medición, supervisión, protección, medición e control de los sistemas eléctricos. Esta tecnología proporcionó a los operadores de los sistemas una cantidad considerable de informaciones y una gran capacidad de intervenir en el sistema. De esta forma, es importante que todas estas informaciones sean exploradas al máximo, con el objetivo de proporcionar un aumento en la confiabilidad del sistema, en la eficiencia y en calidad del servicio prestado por las concesionarias.

Una desventaja de estos métodos, originada por la medición en un solo terminal, es que, cuando se tiene una topología altamente ramificada, se puede presentar una múltiple localización de puntos de falla, debido a que la impedancia equivalente puede coincidir con varios puntos, cada uno en un ramal diferente. Otra desventaja de estos métodos es la alta dependencia de los parámetros de la línea y de la carga, para que el resultado alcance una buena exactitud.

Para solucionar en parte los problemas anteriores, algunos autores han propuesto el uso de información adicional que complemente las medidas (prefalla y falla) de la componente fundamental de la tensión y corriente

[Lee 2004] y [Girgis 1993]. Esta información está principalmente asociada a considerar las características de las señales de corriente, originadas por la activación de elementos de protección y control como religadores, seccionadores y fusibles, ubicados a lo largo del sistema de distribución. Esta alternativa involucra generalmente la implementación de sistemas *SCADA*, lo cual tiene la desventaja de incrementar el costo económico de la solución.

Con todo esto se torna interesante para las concesionarias disponer de un sistema automatizado que posibilita localizar con rapidez cualquier falla en sus alimentadores primarios, minimizando de esta forma, el tiempo necesario para que los equipos de mantenimiento se desplacen buscando el punto de falla, y el restablecimiento del suministro de la energía eléctrica. Siendo así, la inmediata localización del punto donde ocurrió la falla proporciona una serie de beneficios para los consumidores y para las concesionarias de distribución de energía eléctrica. Estos beneficios son descritos a continuación:

- **Reducción de la energía no suministrada:** es resultado directo de la disminución en el tiempo de localización de la falla.
- **Reducción de los costos operativos:** la rápida identificación del punto de falla implica una reducción del desplazamiento de los equipos de mantenimiento, permitiendo inclusive una disminución del número de

estos equipos para realizar este tipo de trabajo.

- **Aumento de las ganancias de la empresa:** es consecuencia inmediata la reducción de los costos operativos y de los tiempos de interrupción del suministro de la energía eléctrica.
- **Aumento de la satisfacción de los consumidores:** con la reducción de los tiempos de interrupción del suministro, hay una mejora en los índices de continuidad de servicio de la red y la imagen de la empresa frente a los consumidores.
- **Optimización de los trabajos de mantenimiento:** la identificación de líneas de distribución con elevada frecuencia de fallas eléctricas permite una programación más eficiente en los servicios de mantenimiento, tales como podar árboles, visitas programadas, etc.

1.2 OBJETIVOS

Este trabajo de tesis tiene los siguientes objetivos:

- Abordar el problema de localización de fallas en redes de distribución utilizando informaciones obtenidas a partir de medidores de calidad de energía instalados en las subestaciones de distribución.

- Proporcionar mayor agilidad y eficiencia durante el envío de equipos de mantenimiento cuando existan de fallas eléctricas permanentes en líneas de redes de distribución eléctrica, mediante el suministro de una lista de una o más regiones que puedan englobar el posible punto de falla. La localización es realizada a través de la integración, manipulación y procesamiento de los datos almacenados en diferentes sistemas informáticos existentes en la empresa *AES-Eletropaulo*, estas bases poseen informaciones detalladas sobre los datos físicos eléctricos, topología de las líneas de distribución, mediciones eléctricas, etc.

1.3 ALCANCE

Este trabajo pretende desarrollar un sistema de gerencia genérica que actúe de forma automática durante el diagnóstico de posibles lugares geográficos donde podría estar localizado el origen de una falla eléctrica dentro un circuito perteneciente a cualquier empresa distribuidora de energía.

El resultado del diagnostico permite, de forma rápida, dar opciones de locales geográficas, para que los equipos de mantenimiento puedan encontrar y reparar la falla eléctrica que produjo el corto-circuito. Este diagnostico preliminar permite la disminución de la cantidad de equipos de manutención y economía de tiempo necesarios para el restablecimiento de la energía para los consumidores afectados por la falla eléctrica.

1.4 LIMITACIONES

Las principales limitaciones de este trabajo de tesis son las siguientes:

- *Formulación matemática.* La principal limitación de este trabajo se centraliza en las ecuaciones utilizadas en el capítulo IV, ya que estas pueden ser aplicadas cuando las redes de distribución son exclusivamente radiales. Para el caso de redes malladas o poco malladas será necesario utilizar otras formulaciones y/o metodologías existentes en la bibliografía. Esta limitación no desmerece el presente trabajo ya que la cantidad de redes de distribución radiales son bastante superiores a las redes de distribución en malla.
- *Existencia/Disponibilidad de las informaciones.* En este trabajo se busca localizar el punto de falla a partir de informaciones de mediciones y estado de la red de distribución eléctrica en el momento de la falla. Sin embargo, dichas informaciones provenientes de la propia empresa distribuidora en algunos de los casos no es precisa o inexistente, esto ocurre cuando hay pérdida de sincronismo en los medidores instalados en las subestaciones o por vandalismo en los centro de medición. Cuando la información es inexistente el software “*Localizador*” no podrá encontrar el punto de falla para ese evento. Por otro lado, cuando las informaciones no son precisas, el software “*Localizador*” podrá encontrar algunos puntos de falla con errores grandes de precisión.
- *Falla de alta impedancia.* Para eventos donde ocurre una falla eléctrica de alta impedancia el software “*Localizador*” puede encontrar punto de falla con

errores relativamente mayores comparados a fallas con impedancias bajas. Esto ocurre porque cuanto mayor el valor de la impedancia de falla, esta se aproxima al valor de la impedancia de la red de distribución existente desde la subestación hasta el punto de falla real. Para mejorar el resultado para estos tipos de casos será necesaria a utilización de otras metodologías existentes en la literatura dentro de la presentada en esta tesis.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

Es siempre una gran ventaja determinar la localización precisa de una falla en una línea de transmisión o distribución de energía eléctrica. Esta información facilita el trabajo de los equipos de mantenimiento, ya que conociendo una estimativa de la localización de la falla, no sería necesario una inspección de todas las líneas del existentes en una Red eléctrica.

Conforme expuesto en la referencia [Kawady 2002] las técnicas para localización de fallas pueden ser divididas en dos grupos principales (Figura 2.1). El primer grupo utiliza métodos para localización de fallas basados en la técnica de ondas viajantes, por otro lado el segundo grupo utiliza métodos para localización de fallas basado en cálculos de fasores de tensión y corriente, a partir de registros de señales efectuados por oscilógrafos digitales instalados en los terminales de las líneas de transmisión.

La ventaja de aplicar métodos basados en ondas viajantes [Aurangzeb, Crossley e Gale 2001] es el nivel de precisión obtenido. Entre tanto, para aplicar estos métodos es necesaria la utilización de equipos electrónicos específicos desarrollados exclusivamente para este fin. En el caso de líneas de transmisión con subestaciones

conectadas en derivación, este método no es el indicado, ya que el hecho de existir derivación dificulta la identificación de la línea de falla.

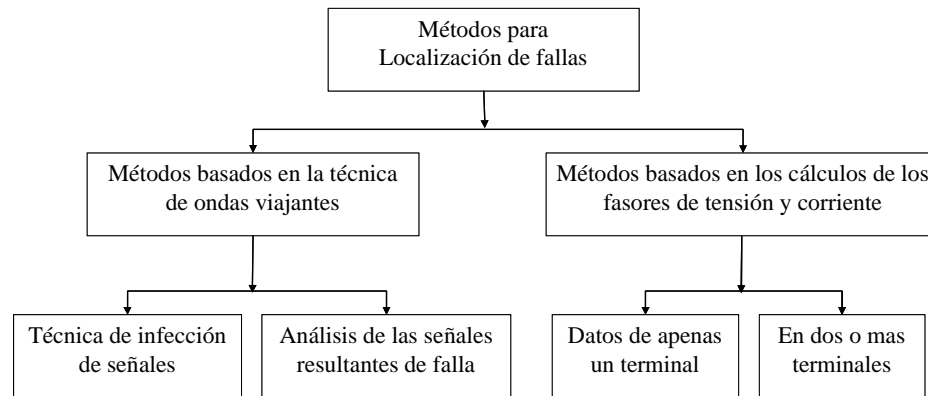


Figura 2.1 Metodologías para localización de fallas

Por otro lado, los métodos basados en los fasores de tensión y corriente utilizan apenas registros de señales, efectuados por equipos digitales (oscilógrafos y/o relés de protección) instalados en los terminales de las líneas de transmisión. Siguiendo esta línea es encontrado el método propuesto por [Takagi et al 1981] para líneas de transmisión y el método de [Lee et al 2004] para líneas de distribución. En estas técnicas son calculados los valores de las impedancias desde el punto de medición hasta el punto de falla. Con el conocimiento de este valor en por unidad, es posible determinar la localización de falla. Este método no requiere ningún equipo especial y puede fácilmente ser implementado en redes de distribución.

2.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El problema de la localización de fallas en sistemas eléctricos no es nuevo. Las primeras investigaciones que trataron este problema se enfocaron en la localización de fallas en líneas de transmisión, mediante la utilización de las medidas tomadas en

ambos extremos de una línea normalmente homogénea [IEEE 2004]. En los últimos años y motivados por la nueva estructura competitiva del mercado eléctrico, se han incentivado en gran medida los estudios relacionados con la localización del local de la falla en sistemas de distribución, donde el problema es más complejo.

Para el caso de los sistemas de transmisión, el problema está parcialmente resuelto debido a las siguientes características: la disponibilidad de sofisticados equipos de medición en las subestaciones, características como la homogeneidad y la ausencia de cargas intermedias entre las subestaciones de transmisión. Sin embargo, el problema no está totalmente resuelto para fallas de alta impedancia, para este caso, debido al cambio en las condiciones de la falla, los algoritmos de localización disponibles pueden tener errores considerables [Son Choi 2004].

La localización de fallas en sistemas de distribución es un problema de mayor complejidad debido a que estos sistemas pueden estar desbalanceados, tener una topología radial con muchas ramificaciones o laterales monofásicos, cargas intermedias, y tener conductores de diferentes calibres.

De otra parte, los primeros métodos utilizados para localización de fallas en líneas de distribución consisten en una inspección visual de los circuitos en falla, reportados por los clientes. Otros métodos implementados posteriormente, dada la poca practicidad de los anteriores, utilizan las medidas de tensión y corriente en ambos o en un extremo de la línea. Estos últimos métodos se dividen en 2 categorías como presenta la Figura 2.1: Métodos basados en ondas viajeras, y métodos que usan el

valor de la componente fundamental de tensión y corriente o mejor conocidos como métodos basados en la impedancia. Los de esta última categoría se pueden clasificar también como métodos que usan medidas en un terminal de la línea y los que usan medidas en ambos terminales [Das 1998].

Adicionalmente, los métodos basados en la estimación de la impedancia utilizan los parámetros eléctricos del sistema y los valores eficaces de la fundamental de tensión y corriente, antes y durante la falla, para calcular la distancia entre el punto de medición (que normalmente está en la subestación), y el sitio de falla. Debido a este aspecto y a la topología radial altamente ramificada, esta distancia puede coincidir en varios sitios del sistema y por tanto estos métodos tienen el problema de la múltiple estimación del sitio de falla [Zhu 1997].

En particular este trabajo de tesis utiliza, para la solución de este tipo de problemas, las informaciones obtenidas a partir de un solo terminal de la línea, que en este caso corresponde a la subestación de distribución. Para la solución del problema se propone el uso de las informaciones proveniente de las mediciones de tensión y de corriente antes y durante la falla. Esto permitirá reducir el problema de la múltiple estimación del sitio de falla, así como la alta dependencia de un buen modelo del sistema de distribución, propio de los métodos basados en la estimación de la impedancia.

2.2 DEFINICIONES

2.2.1 Sistemas eléctricos de distribución

Los sistemas de distribución de energía son responsables por la unión entre los consumidores finales y el sistema de transmisión, suministrando energía instantáneamente en la tensión y frecuencia correctas, y en la cantidad exacta necesaria para el consumidor.

En tanto, sistemas de energía, especialmente sistemas de distribución, están sujetos a diversas perturbaciones causadas por aumentos de cargas, fallas ocasionadas por fuentes naturales, fallas en los equipos, etc. Estas perturbaciones sumado a la gran dimensión del sistema de distribución, hace que los dispositivos de protección existentes tengan un papel muy importante durante la selección de acciones correctivas para disminuir sus efectos en los consumidores.

En el trabajo de [Giguer 1988], él comenta que, de modo a mantener la calidad del suministro de energía eléctrica al consumidor, los sistemas de protección deben atender los siguientes requisitos:

- **Selectividad:** Solamente debe ser aislada la parte defectuosa del sistema, manteniendo en servicio las demás partes;
- **Rapidez:** Las sobrecorrientes generadas por la falla deben ser extinguidas en el menor tiempo posible, de modo a que la falla no interfiera en otras partes del sistema;

- **Sensibilidad:** La protección debe ser sensible a las fallas que puedan ocurrir en el sistema;
- **Seguridad:** La protección no debe actuar de forma errónea o dejar de actuar en casos donde ocurra una falla;
- **Economía:** La implementación del sistema de protección debe ser económicamente viable.

De modo a considerar los requisitos arriba comentados, la instalación y ajuste de los equipos de protección en una línea de distribución (generalmente llamado de circuito) debe tomar en cuenta la existencia de cargas y ramificaciones en su recorrido. Además de eso, llaves de interconexión distribuidas a lo largo del sistema pueden mudar la topología de un determinado circuito en caso de ocurrir unas fallas, sobrecargas o mantenimiento programado, lo que también debe ser considerado como protección. Estas características hacen con que frecuentemente haya la necesidad de instalar dispositivos de protección en diversos puntos del sistema. Con la utilización de varios dispositivos de protección a lo largo del alimentador, surge otro factor a ser considerado en el proyecto de sistemas de protección: la coordinación de los diversos dispositivos de protección. La coordinación es necesaria para que solamente el dispositivo de protección más próximo de la falla actúe, aislando ésta del resto del sistema, satisfaciendo un requisito de selectividad y proporcionando mayor confiabilidad al sistema [Giguer 1988].

2.2.2 Modelo generalizado

En la Figura 2.2 se presenta un modelo unifilar generalizado de una línea eléctrica. Las mediciones de tensión y corriente, para el caso específico de circuitos reales, serán realizadas a partir de la subestación (nodo M).

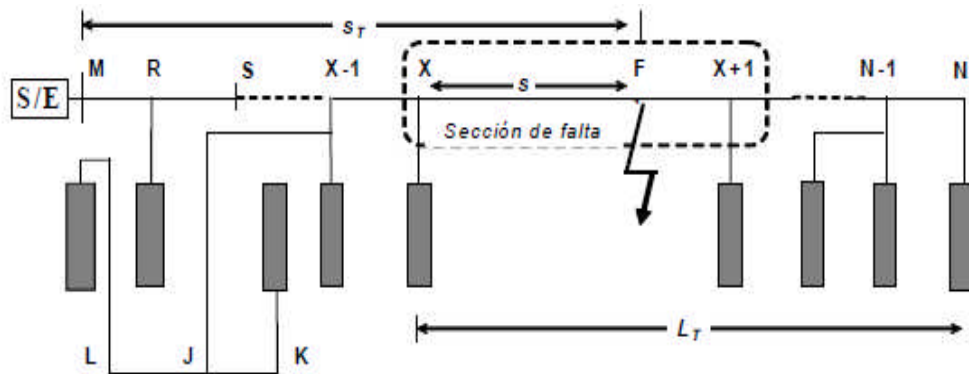


Figura 2.2 Modelo generalizado de un sistema de distribución

En la Figura 2.2 se presenta un modelo trifilar generalizado para una sección de línea frente a una falla eléctrica entre el nodo X y $X+1$ de un sistema de distribución, en donde R_f representa la resistencia de falla en el nodo F localizado a una distancia s del nodo X .

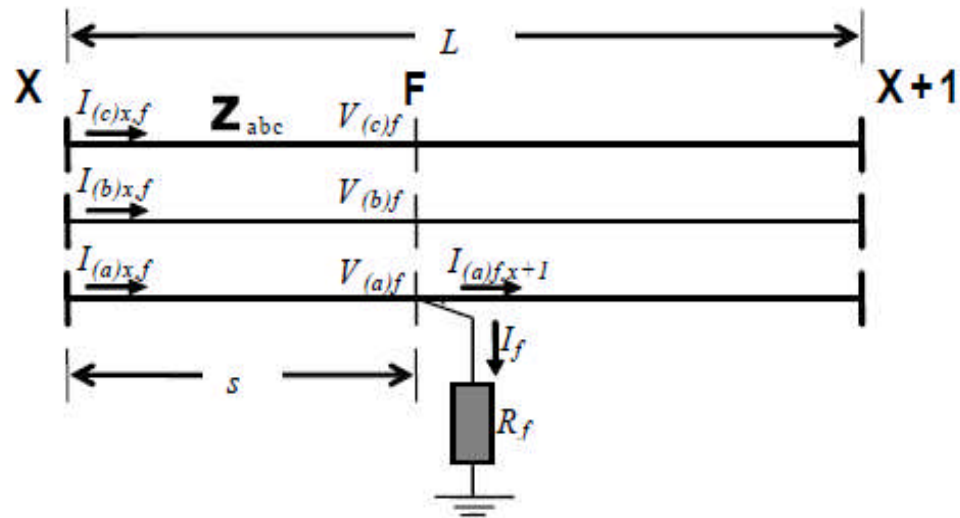


Figura 2.3 Modelo generalizado de una sección de línea

Los parámetros presentados en las Figura 2.2 y 2.3, servirán para explicar las algunas metodologías existentes en la literatura que son presentadas en los próximos ítems.

2.3 MÉTODOS DE LOCALIZACIÓN

En esta sección se presentan algunos de los métodos basados en la: a) estimación de la impedancia o b) en las variaciones de la corriente y tensión, de pre-falla y falla; que plantean y resuelven el problema de la localización de fallas utilizando diferentes criterios y metodologías. Como una visión genérica, será expuesto un resumen de estas técnicas para encontrar la distancia del punto de falla.

- Método de Warrington

El método presentado en [Warrington 1968], considera la localización de la distancia de falla entre los nodos M y N , tal como se presenta en la Figura 2.2.

Para encontrar la distancia S_T , se realiza la comparación entre: La reactancia estimada mediante los valores de tensión y de corriente de valor fundamental medidos en el nodo M ; y La reactancia total de la línea entre M y N . La comparación de las reactancias atenúa el efecto de la resistencia de falla. El método de la componente reactiva ignora la presencia de cargas en las líneas.

- **Método de Srinivasan**

El método propuesto en [Srinivasan et. al. 1989], utiliza una representación de parámetros distribuidos de la línea. A partir de esta representación se determinan las tensiones y corrientes en cada uno de los nodos del sistema. Para considerar el efecto de la carga, se tiene en cuenta un modelo dependiente de la tensión y del tipo de carga; a partir del flujo de cargas se calcula la corriente en las líneas; y mediante la sustracción de la corriente de carga se obtienen las corrientes en la siguiente sección de la red.

El proceso de localización de fallas se realiza de forma iterativa. El valor inicial de la distancia al nodo en falla F se obtiene mediante la aproximación de la matriz de transmisión de línea larga a una línea corta. Posteriormente, y considerando que los valores de admitancia de carga son los mismos obtenidos antes de la falla, se estiman la corriente de falla, la tensión en el sitio de falla y la tensión en el nodo remoto N . Allí se concentran todas las cargas aguas abajo del nodo en falla. Con el valor de la tensión en cada nodo, se calcula la admitancia de las cargas, y con esta información, se estima un nuevo valor de

la distancia de la falla. El proceso iterativo finaliza cuando el error sea inferior a un valor de tolerancia deseado.

- **Método de Girgis**

La técnica de localización propuesta por [Girgis et al 1993], usa el cambio de la magnitud del fundamental de corriente para determinar el tipo de falla. Conocido el tipo de falla, se calcula la impedancia aparente con la selección adecuada de las tensiones y corrientes utilizadas. La impedancia aparente así calculada sirve para plantear una ecuación compleja, que tiene como variables la resistencia de la falla y la distancia a la cual ésta ocurrió. El método considera las cargas y actualiza las tensiones en cada nodo mediante un flujo de carga simple (modelo de carga de impedancia constante). La limitación de esta técnica es que solo analiza fallas monofásicas.

- **Método de Zhu**

La técnica presentada en [Zhu et. al. 1997] propone un análisis matricial de la línea para obtener una ecuación en función de la distancia, la resistencia y las corrientes en el nodo en falla F . Como se plantea una ecuación compleja con tres incógnitas, ésta se resuelve mediante un proceso iterativo que parte con asumir que la corriente en el nodo en falla está dada por la diferencia entre la corriente de falla y la corriente de pre-falla. La impedancia de la línea se representa por una matriz que considera la impedancia mutua. Para tener en cuenta las cargas, éstas se modelan dependientes de la tensión. Los valores de las tensiones en los nodos antes del nodo F se calculan como el resultado de restar la caída de tensión en la línea al valor de la tensión en el nodo anterior.

Las corrientes de línea de una sección, se calculan como la corriente de línea de la sección anterior, menos la corriente de la carga en el nodo entre las secciones analizadas.

Debido a inexactitudes en la estimación de los parámetros eléctricos del sistema y en las mediciones realizadas, se considera que el método da un intervalo de falla. Adicionalmente, este método usa una base de datos de fallas donde se almacenan los registros de activación de los elementos de protección, para reducir el problema de la múltiple estimación.

- **Método de Aggarwal**

La metodología propuesta en [Aggarwal et. al. 1997] se fundamenta en la determinación de los valores de las componentes súper-impuestas de tensión y corriente en cualquier punto de la línea a partir de las medidas en la subestación. Se define como componente súper-impuesta a la diferencia entre los valores de las señales de corriente-tensión, de falla y de pre-falla. La idea principal se fundamenta en que el valor de las componentes súper-impuestas en las fases que no están en falla, toman su valor mínimo en el nodo de la falla F . Debido a que se parte de este principio, este método no puede estimar la distancia ante una falla trifásica.

El método se basa entonces en hacer un barrido de la sección, asumiendo una distancia de la falla y calculando las componentes súper-impuestas de corriente en el punto de falla. A medida que el valor de la componente súper-impuesta

disminuye, la distancia a la falla asumida se hace más parecida a la distancia real. El proceso iterativo termina cuando se halla un valor mínimo de la componente súper-impuesta. Si se tienen varias secciones de línea, se repite este procedimiento iterativo para cada una de ellas, considerando las cargas que existen en cada nodo. Este método detecta cuando hay falla y no necesita la determinación del tipo de falla como entrada y por el contrario ofrece esta información como salida.

- **Método de Ratan Das**

Metodológicamente, la técnica propuesta en [DAS 1998] propone inicialmente, la detección e identificación del tipo de falla. Posteriormente, y a partir de los valores del fundamental de tensión y corriente de prefalla y falla, se hace una estimación de la sección bajo falla entre los nodos X y $X+1$. A continuación, el sistema ramificado, se convierte en un sistema radial equivalente, que incluye la sección bajo falla. Finalmente, para cada tipo de falla y de forma iterativa se calculan las tensiones y las corrientes en cada uno de los nodos y en el sitio de falla, en un procedimiento iterativo que se realiza partiendo de los valores de prefalla de la admitancia de carga, para estimar la distancia de falla desde el nodo X hasta el sitio de falla s , dentro de la sección bajo falla. Con el valor de s se actualizan los valores de tensión y con éstos el valor de las admitancias de carga, iterando hasta que el error en la estimación de s sea menor a un valor de tolerancia predeterminado.

- **Método de Novosel**

El método propuesto en [Novosel et. al. 1998], se basa en la simplificación de un circuito de distribución con cargas, a un circuito con las cargas concentradas en el nodo final. Esta simplificación se realiza considerando que la impedancia de la carga es mucho más grande que la impedancia de la línea, por lo tanto los errores en la estimación de la distancia no son considerables. A partir de esta simplificación, y con el mismo concepto del método de la componente reactiva se plantea una ecuación para un circuito súper-impuesto equivalente que considera las variaciones de la tensión y la corriente en el estado estable de la falla y la prefalla. A partir de este circuito se plantea una ecuación compleja en términos de la resistencia y la corriente de la falla y la distancia en p.u. de la misma desde el punto de medida. Como se tiene una ecuación con aparentemente tres variables, este método plantea una solución iterativa asumiendo el valor de una de las variables. También, a partir de un análisis más detallado, es posible resolver una ecuación cuadrática en términos de la distancia a la falla, resolviendo así el problema en forma directa.

- **Método de Yang**

El método propuesto en [Yang 1998] se plantea para líneas homogéneas sin cargas intermedias mediante el análisis del circuito del sistema, se determina la impedancia vista desde la subestación. Como el método está planteado para determinar la distancia a la falla usando medidas en un solo terminal, pero con una línea alimentada por ambos extremos y un sistema balanceado sin cargas intermedias. El método así planteado resuelve de manera directa la distancia a la falla, considerando fallas monofásicas y polifásicas.

- **Método de Saha**

Esta técnica propuesta en [Saha et. al. 2002], localiza la distancia de falla mediante la impedancia aparente, calculada a partir de las corrientes y las tensiones en la subestación. Inicialmente se estima la sección donde ocurrió la falla con la impedancia aparente usada para calcular la impedancia equivalente desde la subestación hasta el siguiente nodo (R), mediante el arreglo serie paralelo de las impedancias de línea y de carga, asumiendo que la falla en R tiene resistencia cero. El proceso se repite hasta cuando el valor de la impedancia equivalente sea menor que cero, caso en el cual se asume que la falla ocurrió justo después del último nodo evaluado. El método propone una formula recursiva que sirve para el cálculo de esta impedancia equivalente. Después de determinar la sección bajo falla, se plantea la estimación de la distancia desde el nodo X hasta la falla F , mediante el principio planteado por el método de la componente reactiva.

- **Método de Choi**

El algoritmo de localización de fallas propuesto en [Choi et al. 2004], está basado en el análisis directo del circuito trifásico para el sistema de distribución desbalanceado. Para resolver la complejidad de las ecuaciones matriciales se incorpora el lema de la matriz inversa, como un concepto de gran ayuda en la determinación de la ecuación de la distancia a la falla. Mediante este análisis, se obtiene una ecuación cuadrática que permite obtener la

distancia a la falla, considerando que las cargas del circuito están ubicadas en el nodo final.

Como aspecto importante, el documento donde se presenta el método señala la imposibilidad de aplicar la teoría de las componentes simétricas sobre sistemas desbalanceados, debido a la dependencia entre las componentes positiva, negativa y cero.

2.4 COMPARACIÓN DE LOS MÉTODOS PARA LOCALIZACIÓN

Como variables elegidas para desarrollar la comparación de los métodos de localización se eligieron las siguientes:

- a) Algoritmo para detectar y determinar el tipo de falla;
- b) Valores eficaces de tensión y corriente de prefalla, falla y posfalla requeridos para la localización;
- c) Uso de componentes simétricas,
- d) Uso de componentes de fase,
- e) Modelo de la carga utilizado en el planteamiento del método,
- f) Consideración de sistemas desbalanceados,
- g) Consideración de la presencia de cargas intermedias entre la falla y el nodo de medida, y finalmente,
- h) Información adicional utilizada por el método. Esta comparación se presenta en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1 Comparación de los métodos de localización de fallas

Aspecto Analizado		Método de localización de fallas											
		Warrington 68	Srinivasan 89	Girgis 93	Zhu 97	Aggarwal 97	Das 98	Novosel 98	Yang 89	Saha 02	Choi 04	Método Propuesto	
Detección e identificación de la falla		-	-	X	X	X	X	X	-	-	-	-	
Procesamiento de la señal	Valor Eficaz de tensión y corriente	Pre-Falta	-	X	-	X	X	X	X	X	X	-	X
		Falta	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
		Pos-Falta	-	-	-	X	-	-	-	-	-	-	-
	Componentes Simétricas		X	X	X	-	-	X	X	X	X	-	-
Componentes de fase		-	-	-	X	X	-	-	-	-	X	X	
Sistema de distribución	Modelo de Carga		-	Z=f(V)	Z=cte	Z=f(V)	Z=f(V)	Z=f(V)	Z=cte	-	Z=cte	-	Z=cte
	Sistemas Desbalanceados		-	-	-	X	X	X	-	-	-	X	-
	Cargas Intermedias		-	X	X	X	X	X	X	-	X	X	X
Información Adicional		-	-	-	PM, CP	-	SBFI	-	-	-	-	-	

De la Tabla 2.1 se tiene el modelado probabilístico y los patrones de corriente antes durante y después de la falla, son representados por las iniciales *PM* y *CP* respectivamente. Estos son requeridos para estimar la región probable de la falla en [Zhu 1997]. Adicionalmente, *SBFI* son los indicadores de falla basados en “software”, ubicados a lo largo del sistema de distribución para detectar el paso de corrientes de falla y así reducir el problema de la múltiple estimación.

Para la metodología propuesta en este trabajo, siguiendo la Tabla 2.1, fueron colocados algunos aspectos, tales como: a) Valor eficaz de tensión y corriente Pre-falla y durante la falla, b) Componentes de fase, c) Modelo de carga con $Z=cte$ y d) Existencia de cargas intermediarias. Todos estos aspectos serán mejor comentados y descritos en el capítulo IV.

- **Comentarios**

En este capítulo se presentaron algunas técnicas de localización de fallas, que usan los valores de la fundamental de tensión y de corriente medidos en un solo terminal de la línea, junto con los parámetros de la red de distribución.

Existen muchos métodos que permiten la estimación de la distancia eléctrica, desde la subestación hasta el sitio de falla, bastante próxima a la real, siempre que los parámetros de la red sean perfectamente conocidos. Esto muestra la alta dependencia de un buen modelo eléctrico del sistema de distribución y, por tanto, la exactitud de los métodos está estrechamente relacionada con el conocimiento de la red. Como los sistemas de distribución son altamente ramificados, la distancia eléctrica estimada, puede coincidir con muchos sitios en las diferentes ramificaciones del sistema. Este problema es conocido como el de múltiple estimación del sitio de falla.

Finalmente, muchas de las referencias bibliográficas recientes, muestran la necesidad de integrar diferentes tipos de metodologías que usen información diferente, de tal manera que permita reducir los problemas encontrados en cada método para mejorar la eficiencia durante la localización de fallas eléctricas en redes de distribución.

CAPÍTULO III

SISTEMAS DE INFORMACIÓN EXISTENTES EN LA EMPRESA AES-ELETROPAULO

El aumento tecnológico viene trayendo un nuevo sustento para la investigación de nuevos algoritmos de protección digital destinados a la localización de fallas permanentes en sistemas de distribución. Equipos electrónicos que, antiguamente se pensaba ser inconcebibles para el uso en estos tipos de sistemas debido a su alto costo y sofisticación, ya pueden ser comúnmente encontrados.

Además de esto, esta tecnología permite agregar nuevas funciones a los tradicionales equipos utilizados en las tareas de protección, control y supervisión sin costos adicionales elevados. Esa función pueden proporcionar la adquisición de importantes informaciones sobre el estado del sistema en tiempo real, tales como: Valores instantáneos de corriente y tensión existentes en una oscilografía digital, Tiempo de abertura de disyuntores en milésimos de segundo, etc.

Las empresas concesionarias de energía eléctrica se han concientizado de la importancia de reunir cada vez más informaciones sobre sus sistemas para poder

actuar de manera eficiente. Por esto, varias compañías eléctricas ya disponen dentro de sus sistemas, bases tipo *GIS* que almacenan informaciones detalladas sobre la topología, construcción de sus redes y líneas de distribución. Así también, bases tipo *SCADA* que almacenan los datos de protección en tiempo real. Toda esa información reunida posibilita al desarrollo de nuevos algoritmos de protección y de localización de fallas cada vez más eficientes y precisos, con pequeños costos agregados [Cardoso 2006].

Cada empresa de distribución eléctrica posee sus propios recursos de información para administrar sus redes. Este presente trabajo utiliza los sistemas ya existentes en la empresa distribuidora de energía *AES-Eletropaulo*, las características de los sistemas utilizados en este trabajo y su interconexión durante la localización de fallas será presentado y comentados en los próximos ítems.

3.1 EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA *AES-ELETROPAULO* – BREVE COMENTARIO

La *AES-Eletropaulo* es una empresa de distribución de energía eléctrica que atiende a 24 municipios de la región metropolitana de São Paulo (incluyendo la capital) que juntos abarcan una población de 16,5 millones de habitantes.

El área atendida por la empresa abarca 4526 Km² y concentra la región socioeconómica más importante del Brasil con 5,6 millones de unidades consumidoras.

En 2006, los clientes consumían 31,65 mil GWh (giga watt/hora), lo que corresponde a 35% del consumo de todo el estado de São Paulo y 9,4% de todo el consumo nacional del Brasil. En este año también fue registrado un movimiento financiero de R\$ 8,3 billones¹ (aproximadamente U\$4,0 billones de dólares).

La estructura total de la red de distribución y de las líneas de subtransmisión suma 36842 Km de conductores eléctricos entre aéreos y subterráneos. Existen también 1762 circuitos primarios de distribución, además de 1 millón de postes instalados en toda el área atendida. La empresa *AES-Eletropaulo* muestra también los siguientes indicadores de calidad como se presenta Tabla 3.1.

Tabla 3.1 Valores de los indicadores de calidad para la empresa distribuidora eléctrica *AES-Eletropaulo*

DEC (h)		FEC (veces)	
1998	2006	1998	2006
18,21	7,87	10,19	5,52

De la Tabla 3.1, el *DEC* (duración equivalente de interrupciones por consumidor), en 1998 este índice estaba en 18,21 horas, este valor cayo para 7,87 horas en 2006. El *FEC* (frecuencia de interrupción por consumidor) en 1998 era de 10,19 veces y fue para 5,52 veces en 2006. Estos valores están por debajo de los mínimos aceptables establecidos por la *ANEEL* (Agencia Nacional de Energía Eléctrica del Brasil), que estipula 11,81 horas para el *DEC* y 8,61 veces para el *FEC*.

¹ En 2006, 1R\$ real brasileños = 0,48\$ dólares americanos

3.2 BANCOS DE INFORMACIÓN

La empresa *AES-Eletropaulo* posee un gran número de bancos de información que son utilizados para diferentes finalidades. Para el desarrollo de este trabajo fueron levantados algunos bancos con informaciones necesarias con la finalidad de localizar fallas existentes en redes de distribución, por tanto, serán presentados a continuación los diferentes bancos utilizados y sus relacionamientos. La Figura 3.1 presenta de forma esquemática como estos bancos se interconexionan y alimentan al módulo de localización de fallas desarrollado en este trabajo de tesis. Estos diferentes bancos y/o sistemas son: *Software Integrador (SI)*, *xOMINI*, *GIS*, *Localizador de fallas*, *SGE*, *ATENDE*. Cada una de estos sistemas y/o bancos serán comentados con más detalle en los próximos ítems.

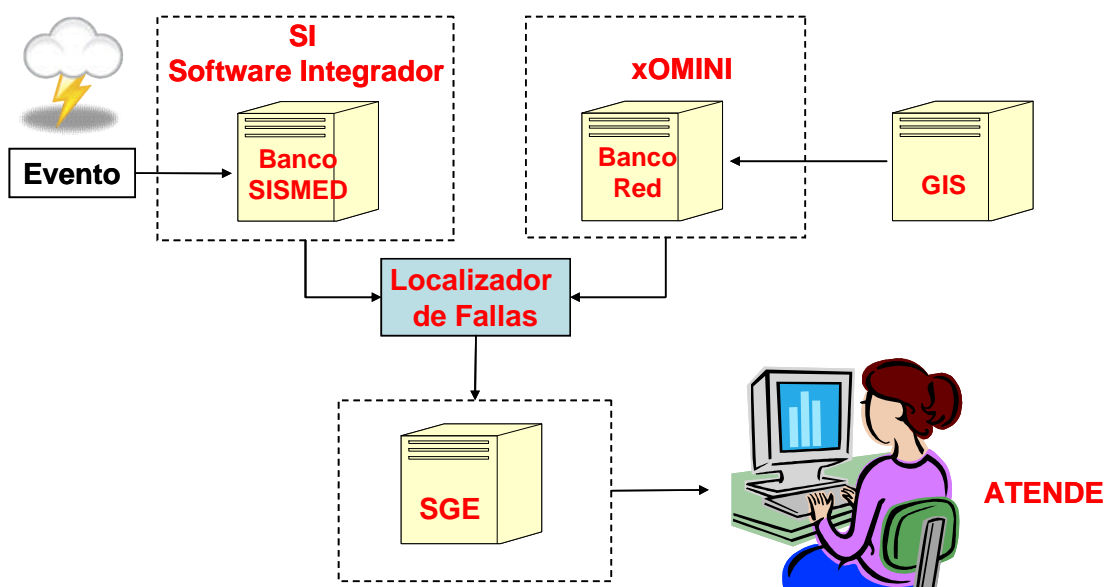


Figura 3.1 Relacionamiento de los diferentes bancos y/o sistemas de información existentes en la concesionaria *AES-Eletropaulo*

3.2.1 Software Integrador - SI

El Software Integrador fue desarrollado por el grupo tecnológico *ATECH* e implementado dentro de la concesionaria de distribución *AES-Eletropaulo*. La concepción del SI fue realizada a partir de una arquitectura de integración de diferentes sistemas existentes dentro de la empresa, esta concepción lleva en cuenta las siguientes consideraciones:

1. La primera es asumir la idea de que todas las subestaciones son fuentes de datos, más específicamente, medidores de calidad de energía son fuentes tradicionales de informaciones existentes e instalados en las subestaciones, siendo que para complementar las informaciones, se pueden obtener registros provenientes de puntos de medición con conexiones remotas, así como de informaciones de relés de protección de tecnología digital.
2. La segunda fuente de datos son medidores instalados en puntos de frontera (puntos de conexión con otras empresas distribuidoras o redes de transmisión), locales que poseen continuidad de medición, pero en la mayoría de los casos, estos medidores no poseen todas las funcionalidades de medición disponibles en los medidores más especializados instalados en las subestaciones.
3. La tercera fuente de datos, son medidores localizados en consumidores, que pueden estar en cualquier punto de la red eléctrica a cualquier periodo de tiempo. La fuente de datos para gestión de calidad de energía no se restringe solamente con datos obtenidos directamente de los equipos de medición. A través de programas de estimación de estado de

la red eléctrica se pueden evaluar otros puntos de interés en la red eléctrica, o sea, informaciones registradas en las subestaciones, frontera y consumidores pueden generar informaciones en otros lugares en la red eléctrica, como si fueran medidores virtuales.

La concepción de la arquitectura del *SI* tiene como punto de vista principal la integración, consolidación y diseminación de las informaciones de calidad de energía eléctrica registradas inicialmente en los cites monitoreados, sean subestaciones, puntos de frontera o consumidores.

El termino oscilografía genera, en algunos casos, malos entendidos cuando se refiere a la forma como se realiza el registro de los diferentes parámetros en relación al tiempo, más específicamente, en registros de régimen permanente y registros de valores instantáneos. En ambos casos los registros son realizados a partir de un punto de tiempo inicial y un canal donde un tipo de parámetro eléctrico es registrado, ambos son asociados a un vector de tiempos relativos al instante de tiempo inicial. Estas informaciones son almacenadas en distintos lugares para su próxima utilización. Una de las bases de datos donde fueron almacenadas las informaciones enviadas por los medidores se llama *SISMED*. Esta base es de tipo *MySQL*², y posee en su estructura tablas que almacenan

² El MySQL es un sistema de gerenciamiento de base de datos que utiliza a lenguaje SQL (*Structured Query Language* - Lenguaje de Consulta Estructurada) como interface.

informaciones de eventos registrados en los medidores instalados en las subestaciones.

3.2.2 GIS

El término *GIS* (*Geographic Information System*) relaciona técnicas matemáticas y computacionales para el tratamiento de informaciones geográficas que influyen de manera creciente en las áreas de cartografía, análisis de recursos naturales, transporte, comunicaciones, energía y planeamiento urbano y regional.

Las herramientas para geo-procesamiento, llamadas de sistemas de información geográfica *GIS*, permiten realizar análisis complejas, al integrar datos de diversas fuentes en un único banco de datos geo-referenciados, además de automatizar la producción de documentos cartográficos. Esa capacidad distingue el *GIS* de otros sistemas de información y hacen de esa herramienta valiosa e insustituible para una vasta gama de empresas públicas y privadas. Esta herramienta permite explicar eventos, prever resultados y planear estrategias [Cardoso 2006].

Actualmente las empresas de energía eléctrica enfrentan una disputa por mercados de energía eléctrica, donde están siendo obligadas a realizar inversiones en nuevas tecnologías que posibilitan la modernización y la reducción global de los costos, de forma a tornarlas más ágiles y competitivas, capaces de atender los criterios de calidad y desempeño establecidos por los

nuevos agentes del sector. La utilización de este aplicativo por las empresas de energía eléctrica tienen funciones estratégicas para localizar elementos de la red eléctrica que permiten visualizar, en todas las redes primarias y secundarias, las impresiones de mapas permitiendo la localización y consumo de los consumidores. Todo lo anterior auxilia a la elaboración de proyectos eléctricos, planeamiento eléctrico, mantenimiento y a la operación del sistema eléctrico de distribución.

3.2.3 Sistema Scada – xOMNI

Este sistema llamado *SCADA-xOMNI* consiste en una versión más avanzada del software *SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)*, ejerce las funciones de adquisición de datos, supervisión y control, que puede ser operado sobre varios sistemas operacionales (*WINDOWS, UNIX, QNX, AIX, OSF/1*).

Además de las funciones de tratamiento de alarmas, actualización de telas dinámicas, configuración de banco de datos de tiempo real, editor y generador de informes detallados, editor de imágenes de satélite y de tendencias en tiempo real e histórica [CEMIG 1989].

Posee también funciones específicas (*DMS - Distribution Management System*) para la supervisión y control de los Centros de Operación de Distribución (*COD's*), tales como: propagación de estado, análisis de carga, cálculo de caída

de tensión, simulación y planeamiento de maniobras y análisis de contingencias. Sus características principales son:

- Filosofía Cliente/Servidor – un servidor para varios clientes;
- Interface gráfica *X-Window/Motif*;
- Banco de datos en tiempo real configurable a través del menú del tipo *fill in the blanks*;
- Interface hombre-máquina amigable, del tipo *full graphics* georeferenciada a través de coordenadas *UTM (Universal Transversal of Mercator)* y ventanas dinámicas;
- Editor de Sinópticos (pantallas) del tipo *CAD* con soporte para dispositivos digitalizadores con coordenadas relativas (*mouse o tracking ball*) y absolutas (mesa digitalizadora) y soporte para coordenadas *UTM*.

El *xOMNI* posee varios módulos que permiten la comunicación con diversos dispositivos remotos tales como, *PLC (Controladores Lógicos Programables)*, *RUT (Unidades Terminales Remotas)*, Controladores Inteligente, etc., así también como otros softwares a través de una potente biblioteca de acceso a su base de datos en tiempo real. Los principales módulos que constituyen el *xOMNI* son:

- **Módulo Gerencia de Banco de Datos**

Este módulo es el encargado en analizar la relación en tiempo real entre Cliente/Servidor administrando múltiples clientes locales y

remotos a través de una red local padrón *TCP/IP*. Posee las principales estructuras de datos existentes en la memoria de forma a minimizar el tiempo de respuesta a las consultas y actualizaciones. Su concepción posibilita la duplicación de las informaciones, lo que permite junto con el módulo *Hot Stand-By*, la dualización en otras maquinas en la red de forma transparente a los aplicativos. En casos que una máquina fallase, la otra entre en operación sin la intervención y/o percepción del usuario.

Este módulo posee, además una interface *SQL* que permite su conexión con bases de datos, posibilitando la integración del *xOMNI* con diversos aplicativos suministrados por terceros.

- **Módulo Configurador de Base de Datos**

Este módulo es orientado para entidades representativas y los tipos de datos existentes en el mundo físico (entradas digitales, salidas digitales, entradas analógicas, salidas analógicas y equipos) y por entidades virtuales o calculadas. Configurar esta base significa identificar y nombrar cada una de estas entidades, atribuyendo a ellas nombres simbólicos (*TAGs*) y sus respectivos parámetros operacionales.

Las siguientes configuraciones son posibles en este módulo:

- Configuración de las remotas, donde son introducidos en el sistema los datos relativos a las Unidades Terminales Remotas (dirección física, número de puntos, etc.), que son los equipos que están directamente ligados al proceso y se comunican con el *xOMNI* para intercambiar informaciones y acciones de comando.
- Configuración del sistema, donde son configurados los datos relativos al ambiente general del sistema, tales como la configuración del Hardware, tratamiento de alarmas, eventos de operador, mouse, uso de impresora, etc.
- Configuración de históricos, donde se informa y selecciona el conjunto de datos que serán almacenados en forma de históricos, para análisis posterior.
- Configuración de comunicación, donde los datos relativos a los puertos seriales del sistema computacional, los cuales son utilizados para comunicación con las remotas o con los periféricos seriales (mouse, plotter, plancheta digitalizadora, etc.);
- Configurador de claves, donde son configurados los operadores y sus respectivas claves de acceso al sistema;
- Configuración de las descripciones, que permite asociar un campo alfa-numérico a cada entidad del sistema;
- Configuración de los protocolos, a través del cual son asociados textos que agregados a la descripción de una entidad, proporcionarán informaciones sobre su estado operacional (ejemplo, abierto, cerrado, alto, bajo, etc);

- Configuración de entidades, donde son configurados todos los elementos del banco de datos en tiempo real del *xOMNI*.

3.2.4 Sistema SGE

Es un sistema desarrollado con el objetivo de proporcionar agilidad durante el análisis de informaciones generadas por los sistemas de tele-mediciones sirviendo de diversos tipos de necesidad en la empresa.

El sistema *SGE* es responsable por generar informaciones en ambiente *WEB* para la gerencia de diferentes condiciones relacionadas a la calidad de energía eléctrica. Estas informaciones disponen a través de terminales dedicados y específicos para cada función deseada. Tiene como principal función mantener el histórico de los medidores independientemente si son cambiados o no.

Este sistema nació con la idea de crear un sistema de pudiese atender a un gran número de usuarios y minimizar el costo de almacenamiento, el ambiente *WEB* fue la opción para proveer esta demanda. El *SGE* cuenta con un servidor de Banco de Datos *MySQL* 4.1 y un servidor de aplicaciones *Apache Tomcat* 5.0.28. Estos servidores trabajan en una misma máquina dual con procesadores *Inter Xeon* de 3.58 Ghz, 4 Gb de memoria *RAM* e 140 Gb de almacenamiento en una unidad *RAID* 5.

Ya que el *SGE* necesita almacenar y administrar una gran cantidad de informaciones es necesario crear una capa de compresión y descompresión de datos de memoria en masa para evitar el consumo excesivo de espacio de

memoria. Con esto fue posible bajar la tasa de utilización del espacio en la base de datos. Todas las rutinas de acceso a los datos son a través de capas de compresión y descompresión, los cálculos para realizar estos procedimientos fueron implementados en C++ e interconectados a servidores de aplicaciones JAVA a través de conexiones *JNI (Java Native Interface)*.

3.2.5 Sistema ATENDE

Los asistentes del “*Call Center*” reciben llamadas de los clientes reclamantes de fallas de energía o de problemas relacionados, estas llamadas de reclamaciones son registradas dentro del sistema a través del terminal *WEB* para incluir estas reclamaciones. Para incluir esta reclamación el asistente entra con los datos del cliente reclamante y su dirección geográfica (ciudad, calle, barrio, código postal, etc.). Tales reclamaciones son procesadas por el sistema *ATENDE* dentro del banco de datos de Operación para después tornarse eventos.

Estos eventos son asociados a una dirección eléctrica en la red importada de la base de datos *GIS* y se mantienen en espera (5 minutos), para que otras reclamaciones/eventos de la misma región sean atendidas y asociadas a la primera reclamación. Esta reclamación solamente irá para los terminales de despacho *COD's* y *CDS's* después de este tiempo para que el módulo de análisis de fallas probable pueda asociar las reclamaciones/eventos y mostrar al despachante, en el terminar de despacho, la dirección eléctrica probable de la

falla. A partir de esta información se procede al envío del equipo de mantenimiento para recorrer la línea fallada.

El terminal de despacho de eventos funciona identificando el circuito eléctrico donde ocurrió la falla.

Por ejemplo, si se tienen llamadas de clientes reclamantes sin energía en una determinada línea de una Región (ET 86715 estación de transformación) y si también se tiene a partir de la primera reclamación, consumidores reclamantes sin energía de una región vecina a la primera (ET 86900), entonces después del tiempo de 5 minutos de la primera llamada, todas las reclamaciones recibidas de estas dos ETs serán asociadas a un mismo evento y direccionada al terminal de despacho como una único evento. Este evento es enviado para el terminal del despachante responsable por la región en análisis, una muestra gráfica del punto probable de la falla es también enviada para poder seleccionar un equipo de mantenimiento más cercano a la falla para remediar o corregir el evento.

Con esto el sistema *ATENDE* no determina el punto exacto de la falla, y si un punto a partir del cual los equipos de mantenimiento pueden recorrer la línea para encontrar y solucionar el problema que provocó el evento.

3.3 LOCALIZADOR DE FALLAS ELÉCTRICAS

Este sistema desarrollado en este trabajo, permite la localización de posibles puntos de fallas a partir de informaciones provenientes de medidores instalados en las

subestaciones, así también, hace uso de informaciones del estado real de la red analizada para el instante en que fue obtenida la información extraída del medidor de calidad de energía. La forma como fue estructurado este localizador de fallas será expuesto con más detalle en los próximos capítulos.

3.4 ALGORITMO PARA LA GERENCIA INTELIGENTE

El presente algoritmo muestra el flujo de procesamiento que será adoptado para identificar fallas eléctricas en los circuitos existentes en la red de distribución de la concesionaria *AES-Eletropaulo*.

1. Inicializar la ejecución del software “*Localizador*”, activar un *Timer* para el instante inicial *Tini*.
2. Realizar la conexión con los diferentes bancos de datos existentes en la *AES-Eletropaulo*;
3. Extraer todos los eventos registrados de medición comprendidos entre el período actual y 10 minutos atrás $LisEvento_T$, existentes en la base “*SISMED*” dentro del *SI*;
4. Identificar para cada evento i el circuito de distribución correspondiente y extraer las informaciones de todos los parámetros eléctricos de este circuito (cables, barras, líneas, transformadores, etc.) existentes en la base “*xOMINT*”, si el circuito no es encontrado en la base del “*xOMINT*” entonces es analizado el próximo evento $i+1$.
5. Ejecutar el módulo de localización para el evento i y obtener una lista de puntos posibles de falla $LisFal_i$;

6. Insertar la lista $LisFal_i$ en una tabla llamada “*Falta*” existente en la base “*SGE*”;
7. Enviar las informaciones de la tabla “*Falta*” para el sistema “*ATENDE*”;
8. Pregunta, fueron analizados todos los elementos de la lista $LisEvento_T$? si es afirmativo va para el paso 9, si es negativo regresa para el paso 4;
9. Regresar al paso 1 cuando el valor de $Tini$ sea igual a $Tini$ más 10 minutos;

En la Figura 3.2 se presenta el diagrama de flujo donde es ilustrado el procedimiento descrito.

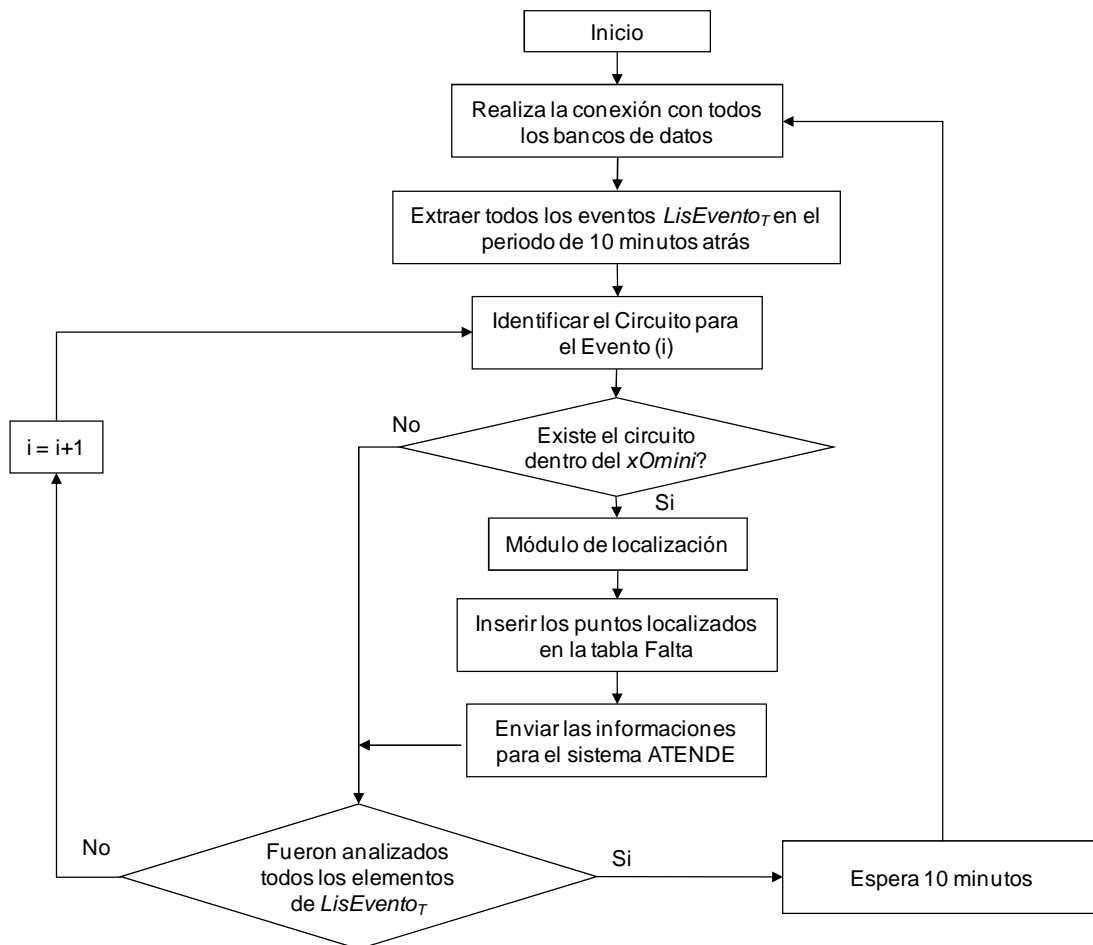


Figura 3.2 Algoritmo para la gerencia inteligente durante la localización de posibles puntos de falla.

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA PARA LOCALIZACIÓN DE FALLAS ELÉCTRICAS

El tema de localización de fallas en líneas de transmisión y de distribución es de gran interés para las concesionarias de energía eléctrica. Ciertas empresas utilizan las informaciones ofrecidas por los relés de protección digital o por los religadores digitales de perturbación, en cuanto que otras transmiten las oscilografías almacenadas en estos equipos para una central de análisis que efectúa la localización utilizando algoritmos ya consagrados.

Los métodos primitivos de localización consistían en la inspección visual de las líneas [Stringfield et al 1957], lo que normalmente implicaba en recorrer grandes extensiones del sistema, generalmente sobre condiciones climáticas adversas y en lugares de difícil acceso, principalmente tratándose en medios rurales. Diversos métodos han sido propuestos en la literatura, destinados a la estimación de locales geográficos de falla en líneas de transmisión, basados en ondas viajeras [Bewley & Wiley 1951], en componente fundamental de frecuencia de las tensiones y corrientes

de uno o de ambos terminales de la línea [Takagi et al. 1982] ya demostraron su eficacia, posibilitando el desarrollo de sistemas localizadores.

Entre tanto, la aplicación de estos métodos es limitada debido a las innumerables hipótesis asumidas para la compensación del efecto de la impedancia de cortocircuito y de la contribución de la corriente de la fuente del terminal remoto. De esta manera estos y otros métodos, cuando aplicados a redes de distribución, no obtuvieron el mismo éxito.

El desarrollo de los localizadores para el caso de redes de distribución siempre encontró una serie de características inherentes a estos sistemas. Dentro de las diferentes complicaciones podemos mencionar: La heterogeneidad de las líneas provocadas por numerosos cambios en sus secciones y en el tipo de cable; la grande capilaridad del alimentador debido a la presencia de ramales laterales; su asimetría característica por la existencia de líneas trifásicas, bifásicas y monofásicas en un mismo alimentador, además del comportamiento dinámico de las cargas.

El número de trabajos desarrollados para este tema, que se vienen presentando efectivos, son relativamente reducidos [Senger 1998]. Fueron propuestas en los últimos años nuevas técnicas para solucionar este problema. En [Takagi et al. 1982] son propuestas técnicas de localización de fallas para líneas de distribución radial con informaciones sobre cargas, utilizando los datos de una sola fuente. Una técnica basada en medidas de alta frecuencia es propuesto en [Saha et al. 2002]. La referencia [Stringfield et al. 1957] propone una técnica de localización de fallas para sistemas de distribución rural basado en la aproximación del método de impedancia

aparente. Fueron hechas también algunas tentativas para solucionar problemas de múltiples soluciones usando conocimiento basado en aproximaciones [Saha et al 2002 y Aggarwal et al. 1997], que hacen uso básicamente de informaciones de registros de fallas digitales y disponibilidades por los dispositivos de protección. La técnica presentada en [Zhu et al. 1997] integra las informaciones retiradas de los registradores de falla digitales (*RDPs*) con la configuración del alimentador. El principal problema es que pueden existir varios posibles lugares de falla que están a la misma distancia eléctrica de la subestación.

En los próximos ítems serán presentados los criterios y formulaciones utilizadas para resolver el problema de localización de fallas eléctricas en redes radiales de distribución.

4.1 CÁLCULO DE LA DEMANDA

El correcto modelaje de las cargas conectadas a la red primaria implica un aumento en el desempeño del algoritmo de localización de fallas. Entre tanto, es relativamente difícil estimar correctamente el consumo de cada transformador de distribución conectado a la red primaria, por eso es necesario el desarrollo de un conjunto de ecuaciones de forma práctica que permitan esta tarea.

Para determinar el consumo de cada transformador de distribución, es necesario considerar que todos los transformadores operen a plena carga, con factor de potencia unitario. Entre tanto no es correcto considerar que los transformadores de distribución operen siempre de esta manera. Por lo tanto, el algoritmo de localización

de fallas corrige estas corrientes de forma a adecuarlas a la potencia total consumida, al factor de potencia, y a la variación de tensión en el instante del evento de sobre-corriente.

A continuación será presentada la formulación utilizada en este trabajo para realizar el juste necesario durante el cálculo del consumo de cada transformador de distribución.

4.1.1 Formulación Necesaria

La formulación necesaria para la obtención del consumo de cada transformador de distribución, inicia con la utilización de los valores de las potencias nominales y de los valores de tensión y corriente antes de la falla medidos en las subestaciones.

$$S_{red(a)} = V_{M-pre(a)} \times (I_{M-pre(a)})^* \quad (1)$$

$$S_{red(b)} = V_{M-pre(b)} \times (I_{M-pre(b)})^* \quad (2)$$

$$S_{red(c)} = V_{M-pre(c)} \times (I_{M-pre(c)})^* \quad (3)$$

En que:

$I_{M-pre(a)}$, $I_{M-pre(b)}$, $I_{M-pre(c)}$: Corriente de pre-falla medida en las fases a, b, c en [A];

$V_{M-pre(a)}, V_{M-pre(b)}, V_{M-pre(c)}$: Tensión de pre-falla medida en las fases a, b, c en [V];

$S_{red(a)}, S_{red(b)}, S_{red(c)}$: Potencia aparente en la subestación en las fases a, b, c en [VA].

4.1.2 Demanda en cada transformador de distribución

Las ecuaciones (1), (2) y (3) son necesarias para calcular el consumo total por fase del circuito que está siendo analizado. Para poder calcular la demanda de cada transformador de distribución existente en este circuito, será necesaria una distribución uniforme del consumo total utilizando las ecuaciones (6), (7) y (8).

$$S_{nom-Total} = \sum_{i=1}^{N_c} S_{nom(i)} \quad (4)$$

$$Factor_{(i)} = \frac{S_{nom(i)}}{S_{nom-Total}} \quad (5)$$

$$S_{(a)(i)} = S_{red(a)} \times Factor_{(i)} \quad (6)$$

$$S_{(b)(i)} = S_{red(b)} \times Factor_{(i)} \quad (7)$$

$$S_{(c)(i)} = S_{red(c)} \times Factor_{(i)} \quad (8)$$

En que:

N_c : Número de transformadores de distribución en el circuito de medición;

$S_{nom-Total}$: Sumatoria de todas las potencias nominales de los transformadores de distribución existente en el circuito de medición;

$S_{nom(i)}$: Potencia nominal para el transformador de distribución i ;

$Factor_{(i)}$: Factor de corrección para el transformador de distribución i ;

$S_{(a)(i)}$: Potencia aparente corregida en la fase a para el transformador de distribución i ;

$S_{(b)(i)}$: Potencia aparente corregida en la fase b para el transformador de distribución i ;

$S_{(c)(i)}$: Potencia aparente corregida en la fase c para el transformador de distribución i ;

4.2 CÁLCULO DE FLUJO DE POTENCIA

Este trabajo utiliza un modelo de cálculo de flujo de potencia radial trifásico ya existente en la literatura e implementado por el grupo de investigación *ENERQ-CT*³ de la Universidad de São Paulo (Brasil). El modelo para la ejecución del flujo de potencia es uno de los diferentes módulos existentes dentro del software “*Interplan*”. Es importante resaltar que no fue implementado un módulo de flujo de potencia nuevo para este trabajo y si fue utilizado el mismo módulo existente en el software “*Interplan*”. A continuación será explicado el concepto básico del mecanismo para el cálculo de los diferentes parámetros eléctricos dentro de una red de distribución radial.

³ Centro de Estudos em Regulamentação e Qualidade de Energia

4.2.1 Metodología de Solución

Para iniciar la solución del flujo de potencia radial trifásico (FPRT) es necesario realizar la representación matricial cada nodo o línea existente en la red. En la Figura 4.1 se presenta el modelo de una línea de distribución trifásica genérica L entre los nodos ij .

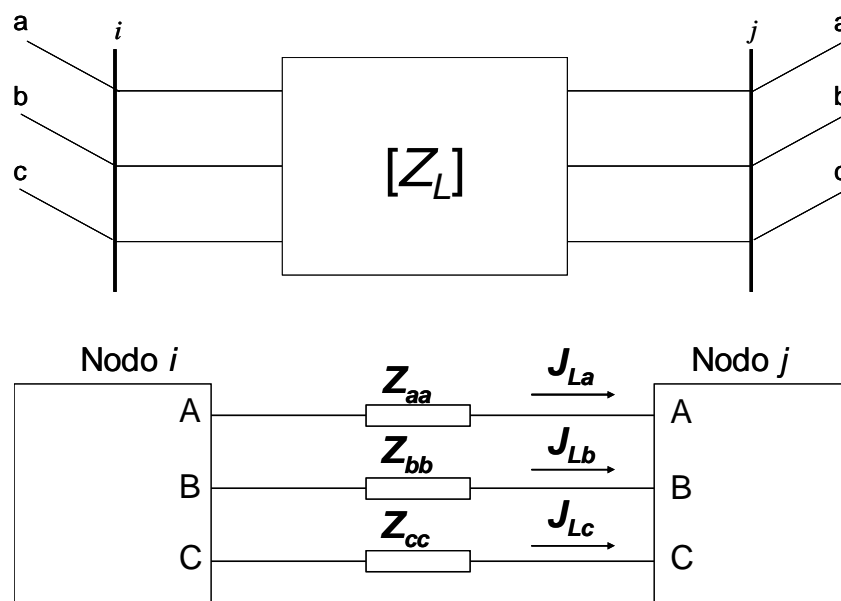


Figura 4.1 Modelo de una línea de distribución trifásica

Considerando que el modelo de la Figura 4.1, la matriz 3x3 que representa la impedancia serie Z_L de la línea L sería:

$$[Z_L] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ab} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ac} & Z_{bc} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad (9)$$

En que:

i, j :	índices de los nodos;
a, b, c :	índices de las fases;
Z_{aa}, Z_{bb}, Z_{cc} :	impedancias propias en $[\Omega]$;
Z_{ab}, Z_{bc}, Z_{ac} :	impedancias mutuas entre fases en $[\Omega]$;
J_{La}, J_{Lb}, J_{Lc} :	corrientes en la línea L en cada fase a, b, c respectivamente en $[A]$;

Para la solución del problema del *FPRT*, es necesario implementar el método de barrido iterativo, el cual se realiza en dos etapas consecutivas. La primera, consiste en aplicar la primera ley de Kirchhoff en cada nodo comenzando desde los nodos terminales hasta llegar a la subestación (barrido hacia adelante). Para esto, es necesario suponer un perfil de tensión inicial.

La segunda, consiste en aplicar la segunda ley de Kirchhoff para obtener las caídas de tensión en cada línea, comenzando desde la subestación hasta los nodos terminales (barrido hacia atrás). Para ello se utilizan los datos de corrientes encontrados en la primera etapa. Este proceso permite obtener nuevos valores para las tensiones nodales.

La realización de las dos etapas anteriores constituye una iteración del proceso global. El proceso se detiene cuando la diferencia de pérdidas activas entre dos iteraciones sucesivas es menor que un error establecido.

Para facilitar la solución del *FPRT* es necesario inicialmente realizar un ordenamiento por niveles de todos los nodos existentes como presenta la Figura 4.2. Con la utilización de estos niveles es relativamente simple identificar los nodos localizados en los extremos, así como también los encontrados en cada nivel más adelante o más atrás. De esta manera la implementación de los procedimientos de *backward* y *forward* descritos a continuación, se tornan más fáciles.

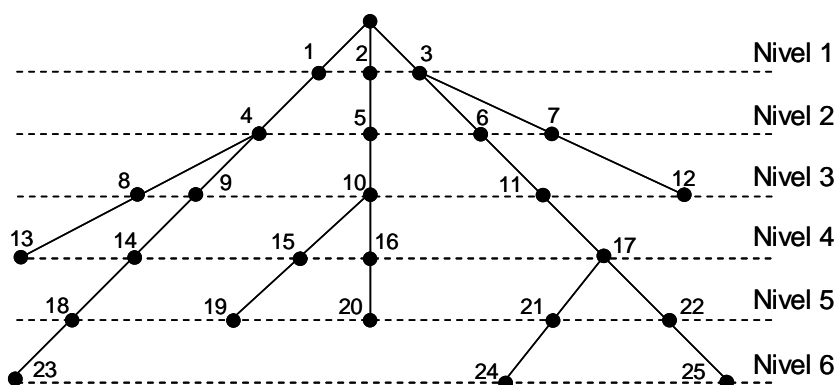


Figura 4.2 Ordenación por niveles de todos los nodos para una red de distribución radial.

Utilizando la ordenación por niveles de la Figura 4.2, es posible realizar un método iterativo para la solución en sistemas radiales de distribución.

Esta metodología consiste en 3 pasos que será explicada a continuación.

- Paso 1 - Cálculo del flujo de corriente en todos los nodos

Para cada iteración k es realizado el cálculo de los flujos de corriente en cada nodo existente en la red siguiendo la ecuación (10).

$$\begin{bmatrix} I_{ia} \\ I_{ib} \\ I_{ic} \end{bmatrix}^{(k)} = \begin{bmatrix} (S_{ia}/V_{ia})^{*(k)} \\ (S_{ib}/V_{ib})^{*(k)} \\ (S_{ic}/V_{ic})^{*(k)} \end{bmatrix} \quad (10)$$

$$S_{ia} = S_{iaG} - S_{iaC} \quad (11)$$

$$S_{ib} = S_{ibG} - S_{ibC} \quad (12)$$

$$S_{ic} = S_{icG} - S_{icC} \quad (13)$$

En que:

I_{ia}, I_{ib}, I_{ic} : Flujo de corriente en el nodo i [A];

$S_{iaG}, S_{ibG}, S_{icG}$: Potencia generada en las fases a, b, c, en el nodo i ;

$S_{iaC}, S_{ibC}, S_{icC}$: Potencia consumida en las fases a, b, c, en el nodo i ;

S_{ia}, S_{ib}, S_{ic} : Potencia total inyectada en las fases a, b, c, en el nodo i ;

V_{ia}, V_{ib}, V_{ic} : Tensiones en las fases a, b, c en el nodo i ;

- Paso 2 - Etapa *Backward* - Cálculo de la corriente en todas las líneas

Esta etapa inicia considerando todas las líneas localizadas en los últimos niveles (nivel 6 de la Figura 4.2) y se desplaza en dirección del nodo principal.

Para calcular el flujo de corriente en la línea genérica L entre los nodos ij se debe utilizar la ecuación (14).

$$\begin{bmatrix} J_{La} \\ J_{Lb} \\ J_{Lc} \end{bmatrix}^{(k)} = - \begin{bmatrix} I_{ja} \\ I_{jb} \\ I_{jc} \end{bmatrix}^{(k)} + \sum_{m \in M} \begin{bmatrix} J_{ma} \\ J_{mb} \\ J_{mc} \end{bmatrix}^{(k)} \quad (14)$$

En que:

k: Índice que representa a *k-ésima* iteración;

M: Conjunto de líneas conectadas en frente del nodo *j*.

- Paso 3 - Etapa *Forward* - Cálculo de la corriente en todas las líneas

Esta etapa inicia a partir del nodo encontrado en el primer nivel (nivel 1 de la 4.2) y se desplaza en dirección de los nodos localizados en los últimos niveles.

El calcular la tensión en un nodo genérico *j* se debe utilizar la ecuación (15).

$$\begin{bmatrix} V_{ja} \\ V_{jb} \\ V_{jc} \end{bmatrix}^{(k)} = \begin{bmatrix} V_{ia} \\ V_{ib} \\ V_{ic} \end{bmatrix}^{(k)} - \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ab} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ac} & Z_{bc} & Z_{cc} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} J_{ia} \\ J_{ib} \\ J_{ic} \end{bmatrix}^{(k)} \quad (15)$$

- Criterio de Convergencia

Después de realizados estos 3 pasos para cada *k-ésima* iteración, serán calculados los errores entre las potencias calculadas y las conocidas en cada nodo para todas las fases, siguiendo las ecuaciones (16), (17) y (18).

$$\Delta S_{ia}^{(k)} = V_{ia}^{(k)} \times (I_{ia}^{(k)})^* - S_{ia}^{(k)} \quad (16)$$

$$\Delta S_{ib}^{(k)} = V_{ib}^{(k)} \times (I_{ib}^{(k)})^* - S_{ib}^{(k)} \quad (17)$$

$$\Delta S_{ic}^{(k)} = V_{ic}^{(k)} \times (I_{ic}^{(k)})^* - S_{ic}^{(k)} \quad (18)$$

Si la parte real o imaginaria de cualquier error de potencia es mayor que el criterio de convergencia, los pasos 1, 2 y 3 son repetidos hasta alcanzar la convergencia.

- Valores Iniciales

Para realizar un buen procedimiento de inicialización de los valores de tensión serán considerados aquellos de la ecuación (19).

$$\begin{bmatrix} V_{ia} \\ V_{ib} \\ V_{ic} \end{bmatrix}^{(0)} = \begin{bmatrix} V_{ref} \\ a^2 \times V_{ref} \\ a \times V_{ref} \end{bmatrix}, \quad a = e^{j\frac{2\pi}{3}} \quad (19)$$

En que:

V_{ref} : Valor de la tensión de referencia para el nodo principal.

4.3 OBTENCIÓN DEL PUNTO DE FALLA

El modelaje utilizado en este trabajo para la localización del punto de falla hace uso de una formulación matemática que depende de los siguientes parámetros:

i) tensiones y corrientes pre falla y durante la falla, ii) características eléctricas de las líneas y iii) Tipo de falla.

Haciendo uso de las informaciones de las características eléctricas de las líneas existentes en el circuito analizado y de los valores medidos de corriente y tensión en la subestación antes de la falla, es posible utilizar los módulos de cálculo de demanda y flujo de potencia para obtener todos los parámetros eléctricos (tensión y corriente) en todas las barras y líneas existentes en el circuito.

Posteriormente, dentro de los ítems 4.3.2.1 al 4.3.2.4 serán presentadas las ecuaciones necesarias para cada tipo de falla: monofásica, bifásica, bifásica a tierra y trifásica respectivamente. Estos conjuntos de ecuaciones utilizan las informaciones de tensión y corriente de una determinada barra inicial para calcular la distancia (D) que representa la distancia en metros de esta barra inicial hasta el punto de falla. En caso que la distancia calculada (D) sea menor que el tamaño de la línea (L) a la cual la barra inicial pertenece ($D \leq L$), entonces esta línea tendrá un posible punto donde ocurrió esta falla. En caso contrario el posible punto de falla estará localizado en las próximas líneas posicionadas más adelante de la línea analizada.

4.3.1 Cálculo de las tensiones y corrientes

Para analizar si el punto de falla está contenido dentro de una línea es necesario evaluar sus respectivos valores de tensión y corriente, la Figura 4.3 presenta el diagrama unifilar de un circuito representativo, donde para calcular el valor de la tensión y la corriente en una barra $k+1$ en función de los valores de la barra k es necesario utilizar las ecuaciones (20) y (21).

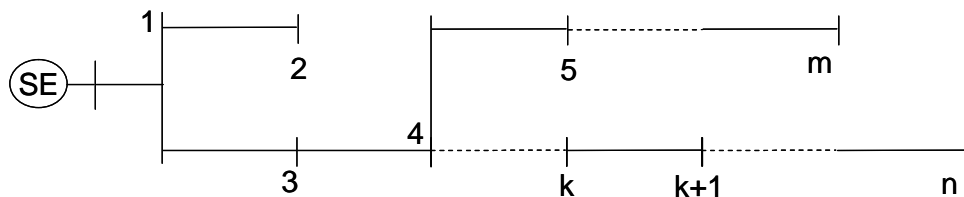


Figura 4.3 Circuito representativo para calcular las tensiones y corrientes para una determinada línea $k, k+1$.

$$I_{abc(k+1)} = I_{abc(k)} - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k+1}}^m I_{abc-car(i)} \quad (20)$$

$$V_{abc(k+1)} = V_{abc(k)} - I_{abc(k+1)} \times Z_{(k,k+1)} \quad (21)$$

En que:

$i = 1, \dots, m$: índice de los nodos cuya alimentación parte del nodo k excluyendo el nodo $k+1$;

$I_{abc(k+1)}$: Corriente inyectada en el nodo $k+1$ en las fases a, b, c;

$I_{abc(k)}$: Corriente inyectada en el nodo k en las fases a, b, c;

$I_{abc-car(i)}$: Corriente de carga en el nodo i en las fases a, b, c;

$V_{abc(k+1)}$: Tensión en el nodo $k+1$ en las fases a, b, c;

$V_{abc(k)}$: Tensión en el nodo k en las fases a, b, c;

$Z_{(k,k+1)}$: Impedancia de la línea entre los nodos k y $k+1$;

Para iniciar el cálculo de la tensión y corriente en todas las barras del circuito es necesario iniciar el cálculo desde la barra de la subestación. Esto es necesario ya que pueden ser aprovechados las informaciones de tensión y

corriente conocidas y obtenidas por medidores instalados en esta barra. Para representar este proceso se hace uso del diagrama unifilar de la Figura 4.4.

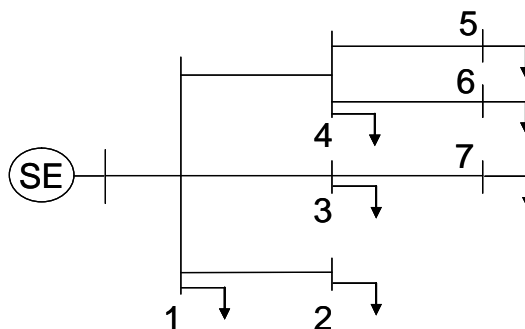


Figura 4.4 Circuito de 7 barras representativo para calcular las corrientes inyectadas en todas las barras

El valor de las corrientes inyectadas en cada barra se puede calcular de la siguiente forma:

$$I_{abc(1)} = I_{abc(SE)}$$

$$I_{abc(2)} = I_{abc(1)} - (I_{abc-car(1)} + I_{abc-car(3)} + I_{abc-car(4)} + I_{abc-car(5)} + I_{abc-car(6)} + I_{abc-car(7)})$$

$$I_{abc(3)} = I_{abc(1)} - (I_{abc-car(1)} + I_{abc-car(2)} + I_{abc-car(4)} + I_{abc-car(5)} + I_{abc-car(6)})$$

$$I_{abc(4)} = I_{abc(1)} - (I_{abc-car(1)} + I_{abc-car(2)} + I_{abc-car(3)} + I_{abc-car(7)})$$

$$I_{abc(5)} = I_{abc(4)} - (I_{abc-car(4)} + I_{abc-car(6)})$$

$$I_{abc(6)} = I_{abc(4)} - (I_{abc-car(4)} + I_{abc-car(5)})$$

$$I_{abc(7)} = I_{abc(3)} - (I_{abc-car(3)})$$

4.3.2 Formulación para el cálculo de la distancia de la falla

A continuación serán presentadas las diferentes formulaciones utilizadas en este trabajo en función del tipo de falla. Para tal, fueron considerados para esta

tesis 4 tipos de fallas, estas son: Monofásica, Bifásicas, Bifásicas a tierra y Trifásicas. Estas formulaciones permiten obtener la distancia del punto de falla en metros y las impedancias de defecto.

4.3.2.1 Fallas Monofásicas

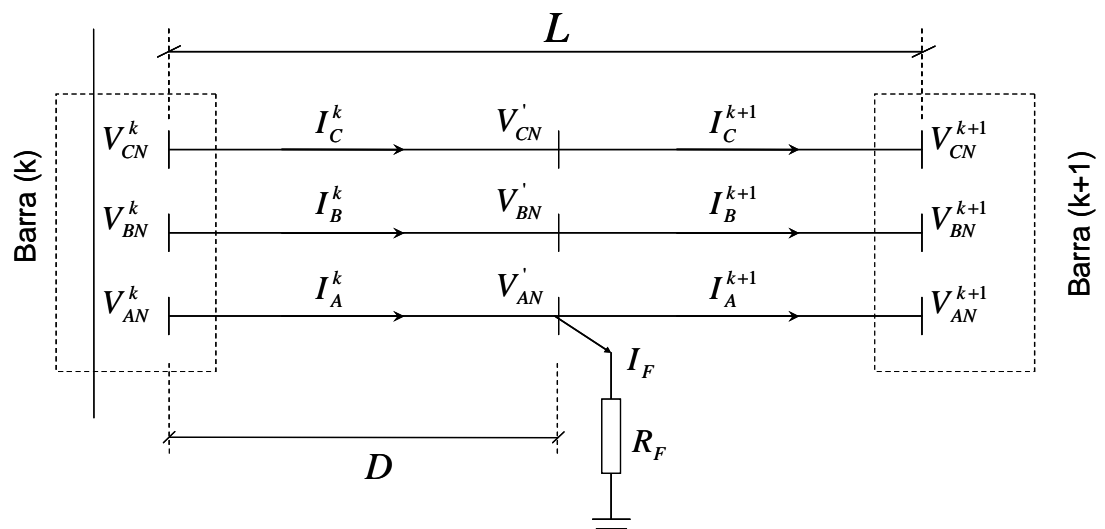


Figura 4.5 Corto-Circuito monofásico entre la fase A y tierra

$$\begin{bmatrix} V_{AN}^k \\ V_{BN}^k \\ V_{CN}^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{AA} & Z_{AB} & Z_{AC} \\ Z_{BA} & Z_{BB} & Z_{BC} \\ Z_{CA} & Z_{CB} & Z_{CC} \end{bmatrix} \times D \times \begin{bmatrix} I_A^k \\ I_B^k \\ I_C^k \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{AN}' \\ V_{BN}' \\ V_{CN}' \end{bmatrix} \quad (22)$$

Sabiendo que:

$$V_{AN}' = R_f \times I_f \quad (23)$$

Sustituyendo la ecuación (23) en (22) se obtiene:

$$V_{AN}^k = D \times \left((Z_{AA} \times I_A^k) + (Z_{AB} \times I_B^k) + (Z_{AC} \times I_C^k) \right) + R_f \times I_f \quad (24)$$

$$V_{BN}^k = D \times \left((Z_{BA} \times I_A^k) + (Z_{BB} \times I_B^k) + (Z_{BC} \times I_C^k) \right) + V_{BN}' \quad (25)$$

$$V_{CN}^k = D \times \left((Z_{CA} \times I_A^k) + (Z_{CB} \times I_B^k) + (Z_{CC} \times I_C^k) \right) + V_{CN}' \quad (26)$$

También se sabe que:

$$I_F = I_A^k - I_A^{k+1} \quad (27)$$

En que:

$$I_A^{k+1} \rightarrow \text{Corriente de carga en la fase A, en la barra } k+1$$

Con esto se tiene un sistema de dos incógnitas (distancia de falla – D , y resistencia de falla - R_f) y dos ecuaciones (la parte real y la parte imaginaria de la ecuación (24)). La ecuación final resulta:

$$\text{Re}\{V_{AN}^k\} = D \times \text{Re}\left\{ (Z_{AA} \times I_A^k) + (Z_{AB} \times I_B^k) + (Z_{AC} \times I_C^k) \right\} + R_f \times \text{Re}\{I_f\} \quad (28)$$

$$\text{Im}\{V_{AN}^k\} = D \times \text{Im}\left\{ (Z_{AA} \times I_A^k) + (Z_{AB} \times I_B^k) + (Z_{AC} \times I_C^k) \right\} + R_f \times \text{Im}\{I_f\} \quad (29)$$

Y la solución sería:

$$\begin{bmatrix} D \\ R_f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \operatorname{Re}\left\{\left(Z_{AA} \times I_A^k\right) + \left(Z_{AB} \times I_B^k\right) + \left(Z_{AC} \times I_C^k\right)\right\} \\ \operatorname{Im}\left\{\left(Z_{AA} \times I_A^k\right) + \left(Z_{AB} \times I_B^k\right) + \left(Z_{AC} \times I_C^k\right)\right\} \end{bmatrix} \operatorname{Re}\left\{I_f\right\}^{-1} \times \begin{bmatrix} \operatorname{Re}\left\{V_{AN}^k\right\} \\ \operatorname{Im}\left\{V_{AN}^k\right\} \end{bmatrix} \quad (30)$$

4.3.2.2 Fallas Bifásicas

El corto-circuito bifásico puede ser modelado a través de una resistencia conectada entre las fases en corto, en el punto de falla.

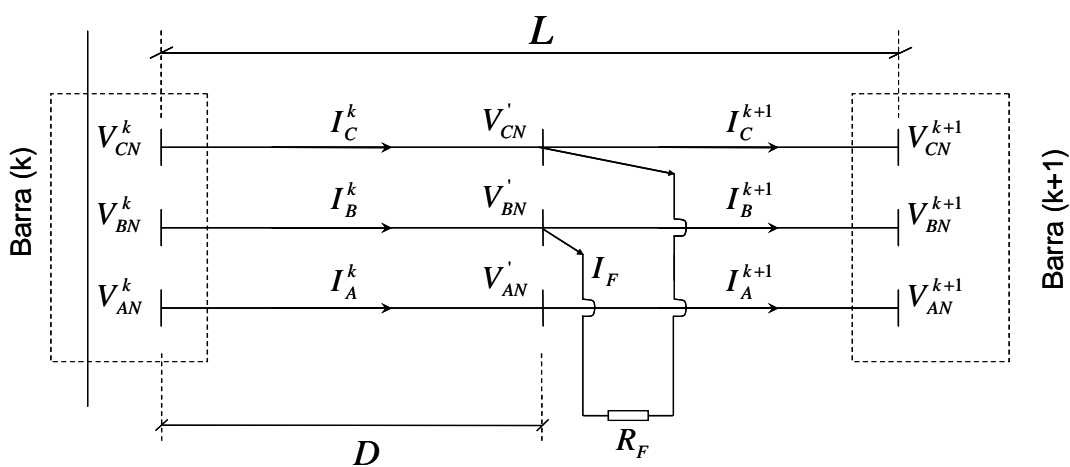


Figura 4.6 Corto-Circuito Bifásico entre las Fases BC

El corto-circuito bifásico puede ser modelado de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} V_{AN}^k \\ V_{BN}^k \\ V_{CN}^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{AA} & Z_{AB} & Z_{AC} \\ Z_{BA} & Z_{BB} & Z_{BC} \\ Z_{CA} & Z_{CB} & Z_{CC} \end{bmatrix} \times D \times \begin{bmatrix} I_A^k \\ I_B^k \\ I_C^k \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{AN}' \\ V_{BN}' \\ V_{CN}' \end{bmatrix} \quad (31)$$

Sabemos que:

$$V_{BN}' = V_{CN}' + R_f \times I_f \quad (32)$$

Substituyendo la ecuación (32) en la ecuación (31) se puede obtener:

$$V_{AN}^k = D \times \left((Z_{AA} \times I_A^k) + (Z_{AB} \times I_B^k) + (Z_{AC} \times I_C^k) \right) + V_{AN}' \quad (33)$$

$$V_{BN}^k = D \times \left((Z_{BA} \times I_A^k) + (Z_{BB} \times I_B^k) + (Z_{BC} \times I_C^k) \right) + V_{CN}' + R_f \times I_f \quad (34)$$

$$V_{CN}^k = D \times \left((Z_{CA} \times I_A^k) + (Z_{CB} \times I_B^k) + (Z_{CC} \times I_C^k) \right) + V_{CN}' \quad (35)$$

Además:

$$I_F = I_B^k - I_B^{k+1} \quad (36)$$

Substraendo la ecuación (34) y la (35), se obtiene:

$$V_{BN}^k - V_{CN}^k = D \times \left((Z_{BA} - Z_{CA}) \times I_A^k + (Z_{BB} - Z_{CB}) \times I_B^k + (Z_{BC} - Z_{CC}) \times I_C^k \right) + R_f \times I_f \quad (37)$$

Así también:

$$V_{BN}^k - V_{CN}^k = V_{BC}^k \quad (38)$$

$$Z_{BA} - Z_{CA} = Z_1 \quad (39)$$

$$Z_{BB} - Z_{CB} = Z_2 \quad (40)$$

$$Z_{BC} - Z_{CC} = Z_3 \quad (41)$$

Con esto se obtiene un sistema de dos incógnitas (Distancia de falla – D , y resistencia de falla - R_f) y dos ecuaciones (la parte real y la parte imaginaria de la ecuación (37)). Sustituyendo las ecuaciones desde la (38) hasta la (41) en la ecuación (37), la ecuación final resulta:

$$\operatorname{Re}\{V_{BC}^k\} = D \times \operatorname{Re}\{(Z_1 \times I_A^k) + (Z_2 \times I_B^k) + (Z_3 \times I_C^k)\} + R_f \times \operatorname{Re}\{I_f\} \quad (42)$$

$$\operatorname{Im}\{V_{BC}^k\} = D \times \operatorname{Im}\{(Z_1 \times I_A^k) + (Z_2 \times I_B^k) + (Z_3 \times I_C^k)\} + R_f \times \operatorname{Im}\{I_f\} \quad (43)$$

La solución final resultaría:

$$\begin{bmatrix} D \\ R_f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \operatorname{Re}\{(Z_1 \times I_A^k) + (Z_2 \times I_B^k) + (Z_3 \times I_C^k)\} \\ \operatorname{Im}\{(Z_1 \times I_A^k) + (Z_2 \times I_B^k) + (Z_3 \times I_C^k)\} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \operatorname{Re}\{I_f\} \\ \operatorname{Im}\{I_f\} \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} \operatorname{Re}\{V_{BC}^k\} \\ \operatorname{Im}\{V_{BC}^k\} \end{bmatrix} \quad (44)$$

4.3.2.3 Fallas Bifásicas a tierra

El corto-circuito Bifásico a tierra puede ser modelado a través de dos resistencias conectadas entre las fases en corto y una resistencia conectada a tierra, en el punto de falla.

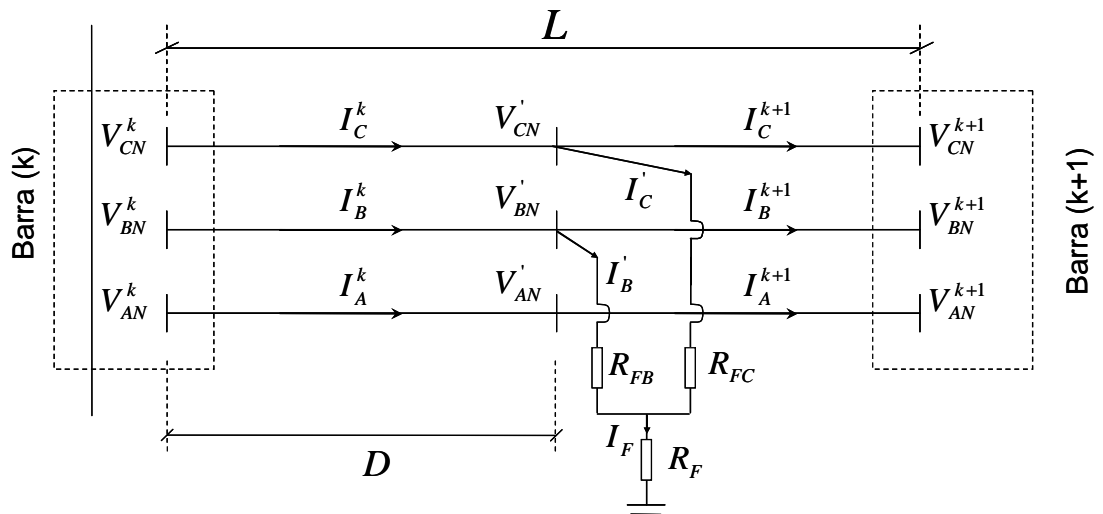


Figura 4.7 Corto-Circuito Bifásico a tierra entre las fases BCT

El corto-circuito bifásico a tierra puede ser modelado de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} V_{AN}^k \\ V_{BN}^k \\ V_{CN}^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{AA} & Z_{AB} & Z_{AC} \\ Z_{BA} & Z_{BB} & Z_{BC} \\ Z_{CA} & Z_{CB} & Z_{CC} \end{bmatrix} \times D \times \begin{bmatrix} I_A^k \\ I_B^k \\ I_C^k \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{AN}' \\ V_{BN}' \\ V_{CN}' \end{bmatrix} \quad (45)$$

Sabemos que:

$$V_{BN}' = R_{FB} \times I_B' + R_f \times (I_B' + I_C') \quad (46)$$

$$V_{CN}' = R_{FC} \times I_C' + R_f \times (I_B' + I_C') \quad (47)$$

Sustituyendo las ecuaciones (46) y (47) en (45) se obtiene:

$$V_{AN}^k = D \times ((Z_{AA} \times I_A^k) + (Z_{AB} \times I_B^k) + (Z_{AC} \times I_C^k)) + V_{AN}' \quad (48)$$

$$V_{BN}^k = D \times \left((Z_{BA} \times I_A^k) + (Z_{BB} \times I_B^k) + (Z_{BC} \times I_C^k) \right) + R_{FB} \times I_B' + R_f \times (I_B' + I_C') \quad (49)$$

$$V_{CN}^k = D \times \left((Z_{CA} \times I_A^k) + (Z_{CB} \times I_B^k) + (Z_{CC} \times I_C^k) \right) + R_{FC} \times I_C' + R_f \times (I_B' + I_C') \quad (50)$$

Además:

$$I_B' = I_B^k - I_B^{k+1} \quad (51)$$

$$I_C' = I_C^k - I_C^{k+1} \quad (52)$$

Con esto se obtiene un sistema de cuatro incógnitas (Distancia de falla – D , y resistencia de falla - R_f , resistencia de falla da fase B - R_{FB} y la resistencia de fase C - R_{FC}) y cuatro ecuaciones (la parte real y la parte imaginaria de las ecuaciones (49)y (50)), las ecuaciones finales serán:

$$\text{Re}\{V_{BN}^k\} = D \times \text{Re}\left\{ (Z_{BA} \times I_A^k) + (Z_{BB} \times I_B^k) + (Z_{BC} \times I_C^k) \right\} + R_{FB} \times \text{Re}\{I_B'\} + R_f \times \text{Re}\{I_B' + I_C'\} \quad (53)$$

$$\text{Im}\{V_{BN}^k\} = D \times \text{Im}\left\{ (Z_{BA} \times I_A^k) + (Z_{BB} \times I_B^k) + (Z_{BC} \times I_C^k) \right\} + R_{FB} \times \text{Im}\{I_B'\} + R_f \times \text{Im}\{I_B' + I_C'\} \quad (54)$$

$$\text{Re}\{V_{CN}^k\} = D \times \text{Re}\left\{ (Z_{CA} \times I_A^k) + (Z_{CB} \times I_B^k) + (Z_{CC} \times I_C^k) \right\} + R_{FC} \times \text{Re}\{I_C'\} + R_f \times \text{Re}\{I_B' + I_C'\} \quad (55)$$

$$\text{Im}\{V_{CN}^k\} = D \times \text{Im}\left\{ (Z_{CA} \times I_A^k) + (Z_{CB} \times I_B^k) + (Z_{CC} \times I_C^k) \right\} + R_{FC} \times \text{Im}\{I_C'\} + R_f \times \text{Im}\{I_B' + I_C'\} \quad (56)$$

La solución final resulta:

$$\begin{bmatrix} D \\ R_{FB} \\ R_{FC} \\ R_f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{Re}\left\{ (Z_{BA} \times I_A^k) + (Z_{BB} \times I_B^k) + (Z_{BC} \times I_C^k) \right\} \\ \text{Im}\left\{ (Z_{BA} \times I_A^k) + (Z_{BB} \times I_B^k) + (Z_{BC} \times I_C^k) \right\} \\ \text{Re}\left\{ (Z_{CA} \times I_A^k) + (Z_{CB} \times I_B^k) + (Z_{CC} \times I_C^k) \right\} \\ \text{Im}\left\{ (Z_{CA} \times I_A^k) + (Z_{CB} \times I_B^k) + (Z_{CC} \times I_C^k) \right\} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \text{Re}\{I_B'\} & 0 & \text{Re}\{I_B' + I_C'\} \\ \text{Im}\{I_B'\} & 0 & \text{Im}\{I_B' + I_C'\} \\ 0 & \text{Re}\{I_C'\} & \text{Re}\{I_B' + I_C'\} \\ 0 & \text{Im}\{I_C'\} & \text{Im}\{I_B' + I_C'\} \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} \text{Re}\{V_{BN}^k\} \\ \text{Im}\{V_{BN}^k\} \\ \text{Re}\{V_{CN}^k\} \\ \text{Im}\{V_{CN}^k\} \end{bmatrix} \quad (57)$$

4.3.2.4 Fallas Trifásicas

El corto-circuito trifásico puede ser modelado a través de tres resistencias conectadas entre las fases en corto, en el punto de falla.

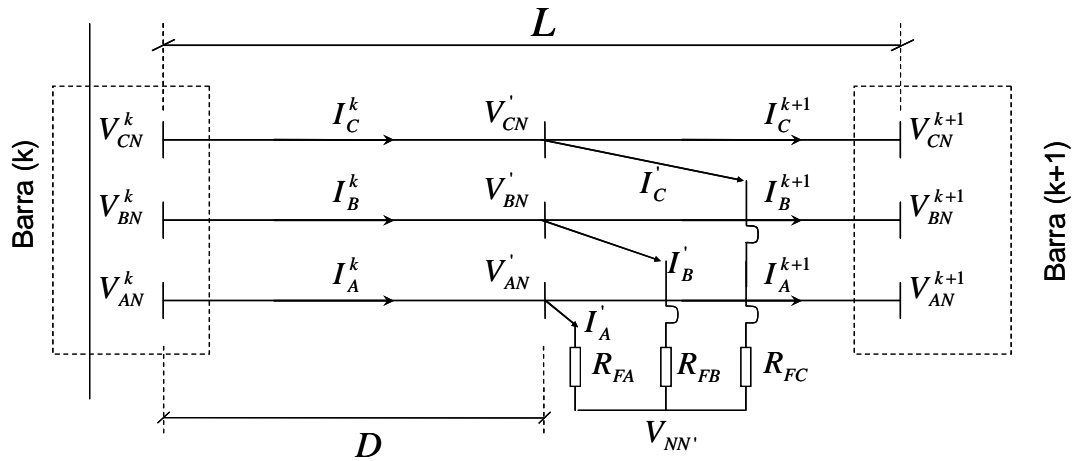


Figura 4.8 Corto-Circuito Trifásico

El corto-circuito trifásico puede ser modelado de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} V_{AN}^k \\ V_{BN}^k \\ V_{CN}^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{AA} & Z_{AB} & Z_{AC} \\ Z_{BA} & Z_{BB} & Z_{BC} \\ Z_{CA} & Z_{CB} & Z_{CC} \end{bmatrix} \times D \times \begin{bmatrix} I_A^k \\ I_B^k \\ I_C^k \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{AN}' \\ V_{BN}' \\ V_{CN}' \end{bmatrix} \quad (58)$$

Sabiendo que:

$$V_{AN}' = R_{FA} \times I_A' + V_{NN}' \quad (59)$$

$$V_{BN}' = R_{FB} \times I_B' + V_{NN}' \quad (60)$$

$$V_{CN}' = R_{FC} \times I_C' + V_{NN}' \quad (61)$$

Sustituyendo las ecuaciones desde la (59) hasta la (61) en la ecuación (58) se obtiene:

$$V_{AN}^k = D \times \left((Z_{AA} \times I_A^k) + (Z_{AB} \times I_B^k) + (Z_{AC} \times I_C^k) \right) + R_{FA} \times I_A' + V_{NN'} \quad (62)$$

$$V_{BN}^k = D \times \left((Z_{BA} \times I_A^k) + (Z_{BB} \times I_B^k) + (Z_{BC} \times I_C^k) \right) + R_{FB} \times I_B' + V_{NN'} \quad (63)$$

$$V_{CN}^k = D \times \left((Z_{CA} \times I_A^k) + (Z_{CB} \times I_B^k) + (Z_{CC} \times I_C^k) \right) + R_{FC} \times I_C' + V_{NN'} \quad (64)$$

Además:

$$I_A' = I_A^k - I_A^{k+1} \quad (65)$$

$$I_B' = I_B^k - I_B^{k+1} \quad (66)$$

$$I_C' = I_C^k - I_C^{k+1} \quad (67)$$

De las ecuaciones (59) hasta la (61), se puede obtener:

$$V_{NN'} = \frac{V_{AN'} + V_{BN'} + V_{CN'} - (R_{FA} \times I_A' + R_{FB} \times I_B' + R_{FC} \times I_C')}{3} \quad (68)$$

Así también:

$$V_{AN}' = V_{AN}^k - D \times \left((Z_{AA} \times I_A^k) + (Z_{AB} \times I_B^k) + (Z_{AC} \times I_C^k) \right) \quad (69)$$

$$V_{BN}' = V_{BN}^k - D \times \left((Z_{BA} \times I_A^k) + (Z_{BB} \times I_B^k) + (Z_{BC} \times I_C^k) \right) \quad (70)$$

$$V_{CN}' = V_{CN}^k - D \times \left((Z_{CA} \times I_A^k) + (Z_{CB} \times I_B^k) + (Z_{CC} \times I_C^k) \right) \quad (71)$$

Sustituyendo las ecuaciones desde la (69) hasta la (71) en (68), se obtiene:

$$V_{NN'} = \frac{1}{3} \times \left\{ V_{AN}^k + V_{BN}^k + V_{CN}^k - D \times \left[I_A^k \times (Z_{AA} + Z_{BA} + Z_{CA}) + I_B^k \times (Z_{AB} + Z_{BB} + Z_{CB}) + I_C^k \times (Z_{AC} + Z_{BC} + Z_{CC}) \right] \right\} - \frac{1}{3} \times \{ R_{FA} \times I_A' + R_{FB} \times I_B' + R_{FC} \times I_C' \} \quad (72)$$

Sustituyendo la ecuación (72) en las ecuaciones (62)(63)(64), se obtiene:

$$\frac{2}{3} V_{AN}^k - \frac{1}{3} V_{BN}^k - \frac{1}{3} V_{CN}^k = D \times \left[I_A^k \times \left(\frac{2}{3} Z_{AA} - \frac{1}{3} Z_{BA} - \frac{1}{3} Z_{CA} \right) + I_B^k \times \left(\frac{2}{3} Z_{AB} - \frac{1}{3} Z_{BB} - \frac{1}{3} Z_{CB} \right) + I_C^k \times \left(\frac{2}{3} Z_{AC} - \frac{1}{3} Z_{BC} - \frac{1}{3} Z_{CC} \right) \right] + \frac{2}{3} R_{FA} \times I_A' - \frac{1}{3} R_{FB} \times I_B' - \frac{1}{3} R_{FC} \times I_C' \quad (73)$$

$$-\frac{1}{3} V_{AN}^k + \frac{2}{3} V_{BN}^k - \frac{1}{3} V_{CN}^k = D \times \left[I_A^k \times \left(-\frac{1}{3} Z_{AA} + \frac{2}{3} Z_{BA} - \frac{1}{3} Z_{CA} \right) + I_B^k \times \left(-\frac{1}{3} Z_{AB} + \frac{2}{3} Z_{BB} - \frac{1}{3} Z_{CB} \right) + I_C^k \times \left(-\frac{1}{3} Z_{AC} + \frac{2}{3} Z_{BC} - \frac{1}{3} Z_{CC} \right) \right] + \frac{1}{3} R_{FA} \times I_A' + \frac{2}{3} R_{FB} \times I_B' - \frac{1}{3} R_{FC} \times I_C' \quad (74)$$

$$-\frac{1}{3} V_{AN}^k - \frac{1}{3} V_{BN}^k + \frac{2}{3} V_{CN}^k = D \times \left[I_A^k \times \left(-\frac{1}{3} Z_{AA} - \frac{1}{3} Z_{BA} + \frac{2}{3} Z_{CA} \right) + I_B^k \times \left(-\frac{1}{3} Z_{AB} - \frac{1}{3} Z_{BB} + \frac{2}{3} Z_{CB} \right) + I_C^k \times \left(-\frac{1}{3} Z_{AC} - \frac{1}{3} Z_{BC} + \frac{2}{3} Z_{CC} \right) \right] + \frac{1}{3} R_{FA} \times I_A' - \frac{1}{3} R_{FB} \times I_B' + \frac{2}{3} R_{FC} \times I_C' \quad (75)$$

Con esto se obtiene un sistema de cuatro incógnitas: distancia de la falla – D , resistencia de la falla de la fase A - R_{FA} , resistencia de la falla de la fase B - R_{FB} , resistencia de la falla de la fase C - R_{FC} , y seis ecuaciones (la parte real e imaginaria de las ecuaciones (73)(74)(75)).

Dado que el sistema posee seis ecuaciones y cuatro incógnitas, es necesario utilizar el Método de los Mínimos cuadrados para su solución. Este método consiste básicamente en la minimización del error cuadrático. Siendo así, podemos obtener un sistema más simplificado, en que:

$[I]_{4 \times 1} \rightarrow$ Matriz de incógnitas del problema

$$[I]_{4 \times 1} = \begin{bmatrix} D \\ R_{FA} \\ R_{FB} \\ R_{FC} \end{bmatrix} \quad (76)$$

$[C]_{6 \times 4} \rightarrow$ Matriz de coeficientes del problema

$$[C]_{6 \times 4} = \begin{bmatrix} \operatorname{Re} \left\{ I_A^k \times \left(+\frac{2}{3}Z_{AA} - \frac{1}{3}Z_{BA} - \frac{1}{3}Z_{CA} \right) + I_B^k \times \left(+\frac{2}{3}Z_{AB} - \frac{1}{3}Z_{BB} - \frac{1}{3}Z_{CB} \right) + I_C^k \times \left(+\frac{2}{3}Z_{AC} - \frac{1}{3}Z_{BC} - \frac{1}{3}Z_{CC} \right) \right\} & \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} \\ \operatorname{Im} \left\{ I_A^k \times \left(+\frac{2}{3}Z_{AA} - \frac{1}{3}Z_{BA} - \frac{1}{3}Z_{CA} \right) + I_B^k \times \left(+\frac{2}{3}Z_{AB} - \frac{1}{3}Z_{BB} - \frac{1}{3}Z_{CB} \right) + I_C^k \times \left(+\frac{2}{3}Z_{AC} - \frac{1}{3}Z_{BC} - \frac{1}{3}Z_{CC} \right) \right\} & \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} \\ \operatorname{Re} \left\{ I_A^k \times \left(-\frac{1}{3}Z_{AA} + \frac{2}{3}Z_{BA} - \frac{1}{3}Z_{CA} \right) + I_B^k \times \left(-\frac{1}{3}Z_{AB} + \frac{2}{3}Z_{BB} - \frac{1}{3}Z_{CB} \right) + I_C^k \times \left(-\frac{1}{3}Z_{AC} + \frac{2}{3}Z_{BC} - \frac{1}{3}Z_{CC} \right) \right\} & -\frac{1}{3} & \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} \\ \operatorname{Im} \left\{ I_A^k \times \left(-\frac{1}{3}Z_{AA} + \frac{2}{3}Z_{BA} - \frac{1}{3}Z_{CA} \right) + I_B^k \times \left(-\frac{1}{3}Z_{AB} + \frac{2}{3}Z_{BB} - \frac{1}{3}Z_{CB} \right) + I_C^k \times \left(-\frac{1}{3}Z_{AC} + \frac{2}{3}Z_{BC} - \frac{1}{3}Z_{CC} \right) \right\} & -\frac{1}{3} & \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} \\ \operatorname{Re} \left\{ I_A^k \times \left(-\frac{1}{3}Z_{AA} - \frac{1}{3}Z_{BA} + \frac{2}{3}Z_{CA} \right) + I_B^k \times \left(-\frac{1}{3}Z_{AB} - \frac{1}{3}Z_{BB} + \frac{2}{3}Z_{CB} \right) + I_C^k \times \left(-\frac{1}{3}Z_{AC} - \frac{1}{3}Z_{BC} + \frac{2}{3}Z_{CC} \right) \right\} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} & \frac{2}{3} \\ \operatorname{Im} \left\{ I_A^k \times \left(-\frac{1}{3}Z_{AA} - \frac{1}{3}Z_{BA} + \frac{2}{3}Z_{CA} \right) + I_B^k \times \left(-\frac{1}{3}Z_{AB} - \frac{1}{3}Z_{BB} + \frac{2}{3}Z_{CB} \right) + I_C^k \times \left(-\frac{1}{3}Z_{AC} - \frac{1}{3}Z_{BC} + \frac{2}{3}Z_{CC} \right) \right\} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} & \frac{2}{3} \end{bmatrix} \quad (77)$$

$[K]_{6 \times 1} \rightarrow$ Matriz de constantes del problema

$$[K]_{6 \times 1} = \begin{bmatrix} \text{Re} \left\{ +\frac{2}{3} \times V_{AN}^k - \frac{1}{3} \times V_{BN}^k - \frac{1}{3} V_{CN}^k \right\} \\ \text{Im} \left\{ +\frac{2}{3} \times V_{AN}^k - \frac{1}{3} \times V_{BN}^k - \frac{1}{3} V_{CN}^k \right\} \\ \text{Re} \left\{ -\frac{1}{3} \times V_{AN}^k + \frac{2}{3} \times V_{BN}^k - \frac{1}{3} V_{CN}^k \right\} \\ \text{Im} \left\{ -\frac{1}{3} \times V_{AN}^k + \frac{2}{3} \times V_{BN}^k - \frac{1}{3} V_{CN}^k \right\} \\ \text{Re} \left\{ -\frac{1}{3} \times V_{AN}^k - \frac{1}{3} \times V_{BN}^k + \frac{2}{3} V_{CN}^k \right\} \\ \text{Im} \left\{ -\frac{1}{3} \times V_{AN}^k - \frac{1}{3} \times V_{BN}^k + \frac{2}{3} V_{CN}^k \right\} \end{bmatrix} \quad (78)$$

Considerando estas matrices, el sistema resulta:

$$[K]_{6 \times 1} = [C]_{6 \times 4} \times [I]_{4 \times 1} \quad (79)$$

$$[C]_{4 \times 6}^t [K]_{6 \times 1} = [C]_{4 \times 6}^t \times [C]_{6 \times 4} \times [I]_{4 \times 1} \quad (80)$$

De esta forma la solución del problema resulta:

$$[I]_{4 \times 1} = \left[[C]_{4 \times 6}^t \times [C]_{6 \times 4} \right]^{-1} \times [C]_{4 \times 6}^t [K]_{6 \times 1} \quad (81)$$

4.4 AJUSTE CONSIDERANDO DESFASAJE DE LOS ÁNGULOS

Los modelos matemáticos expuestos anteriormente fueron obtenidos considerando una de las fases de referencia, es decir, en el caso del modelo matemático para el cálculo de flujo de carga, presentado en el ítem 4.2 fue considerado que la Fase A tiene un desfase angular de cero grados en la barra de referencia. Para el caso de los modelos matemáticos para la obtención del punto de falla, presentado no ítem 4.3, cada tipo de falla considera alguna de las fases como referencia, por ejemplo, para fallas bifásicas, fue modelado que la falla fue realizada entre las fases BC.

Esto no necesariamente ocurre en la realidad ya que fallas bifásicas, además de ocurrir entre las fases BC, pueden ocurrir entre otras fases, es decir AC y AB, de la misma forma para fallas monofásicas. Considerando esta premisa, es necesario realizar una rotación de ángulos para poder utilizar las formulaciones anteriormente presentadas. Los criterios utilizados serán presentados a continuación.

4.4.1 Rotación antes del flujo de carga

Esta rotación es realizada antes de ser ejecutado el cálculo de flujo de carga. El modelaje expuesto no ítem 4.2 considera que la Fase A posee un desfase de cero grados en la barra inicial (barra de referencia). En función del valor medido proveniente del medidor (instalado en la barra de referencia), estos valores deberán ser rotados para conseguir que la fase A consiga un desfase de cero grados.

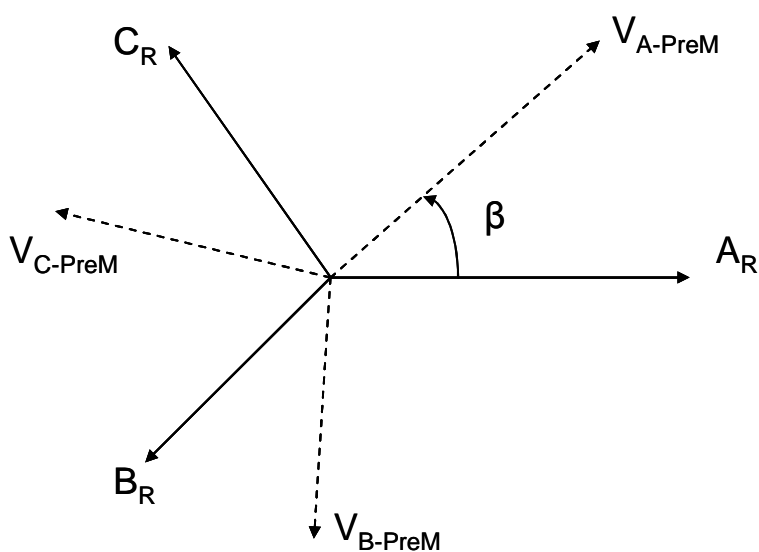


Figura 4.9 Rotación de Ángulos considerando valor de la fase A medida.

Es posible observar en la Figura 4.9 que el valor medido de la fase A posee un desfase de β grados para utilizar normalmente la formulación para el cálculo de flujo de carga es necesario realizar una rotación de las fases medidas considerando este ángulo β , la rotación será realizada de la siguiente forma:

$$\text{Arg}(V_{ABC-PreM}') = \text{Arg}(V_{ABC-PreM}) - \beta \quad (82)$$

$$\text{Arg}(I_{ABC-PreM}') = \text{Arg}(I_{ABC-PreM}) - \beta \quad (83)$$

$$\text{Arg}(V_{ABC-FallaM}') = \text{Arg}(V_{ABC-FallaM}) - \beta \quad (84)$$

$$\text{Arg}(I_{ABC-FallaM}') = \text{Arg}(I_{ABC-FallaM}) - \beta \quad (85)$$

En que:

V_{A-PreM} , V_{B-PreM} , V_{C-PreM} : Valores de las tensiones medidos antes de la falla en las fases *abc*;

V_{A-PreM}' , V_{B-PreM}' , V_{C-PreM}' : Valores de las tensiones antes de la falla después de la rotación en las fases *abc*;

$I_{A-FallaM}$, $I_{B-FallaM}$, $I_{C-FallaM}$: Valores de las corriente medidos durante la falla en las fases *abc*;

$I_{A-FallaM}'$, $I_{B-FallaM}'$, $I_{C-FallaM}'$: Valores de las corrientes durante la falla después de la rotación en las fases *abc*;

β : Desfase del valor medido de V_{A-PreM} en relación a la referencia cero;

$\text{Arg}(V)$: Valor del argumento en grados del fador V;

4.4.2 Rotación considerando tipo de falla

Para hacer uso de las fórmulas matemáticas presentadas en el ítem 4.3, es necesario realizar una rotación que considere la fase o las fases donde ocurrió realmente la falla.

Serán presentados a continuación las rotaciones necesarias por tipo de falla.

- Falla Trifásica

Para el caso de fallas trifásicas esta rotación no es necesaria, ya que están consideradas en la formulación todas las fases envueltas en la falla.

- Falla Monofásica

Para este tipo de falla, la formulación presentada en el ítem 4.3.2.1 considera que la falla ocurrió en la fase A. Para realizar el ajuste necesario para fallas en otras fases, es necesario realizar un cambio de posición de las fases en los valores medidos para las tensiones y corrientes durante la falla, dependiendo de la fase donde ocurrió la falla.

En la Figura 4.10 se presenta las diferentes rotaciones de las fases en función de la fase en falla, por ejemplo:

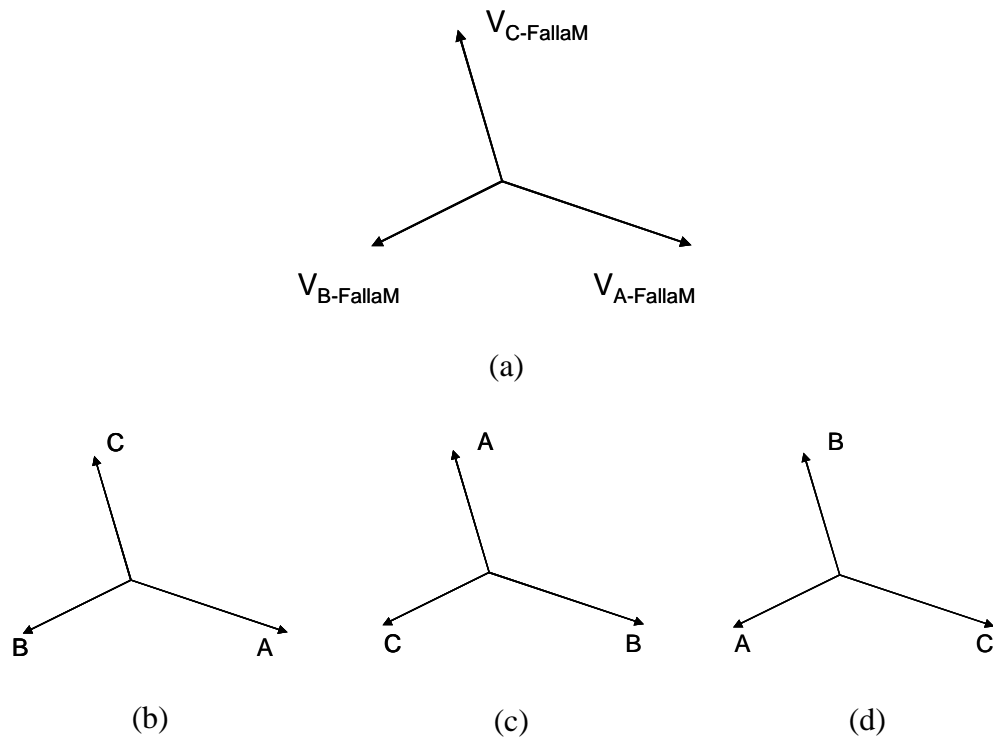


Figura 4.10 Rotación de ángulos para falla monofásica considerando fase de la falla: a) Fasores medidos en las fases ABC, b) Rotación para una falla en la fase A, c) Rotación para una falla en la fase B, c) Rotación para una falla en la fase C.

Para una falla en la fase A, las tensiones y corrientes durante la falla tomarán los siguientes valores:

$$V_{A-FallaM}^A = V_{A-FallaM}, I_{A-FallaM}^A = I_{A-FallaM}$$

$$V_{B-FallaM}^A = V_{B-FallaM}, I_{B-FallaM}^A = I_{B-FallaM}$$

$$V_{C-FallaM}^A = V_{C-FallaM}, I_{C-FallaM}^A = I_{C-FallaM}$$

De igual forma, para una falla en la fase B, las tensiones y corrientes durante la falla tomarán los siguientes valores:

$$V_{A-FallaM}^B = V_{B-FallaM}, I_{A-FallaM}^B = I_{B-FallaM}$$

$$V_{B-FallaM}^B = V_{C-FallaM}, I_{B-FallaM}^B = I_{C-FallaM}$$

$$V_{C-FallaM}^B = V_{A-FallaM}, I_{C-FallaM}^B = I_{A-FallaM}$$

Finalmente, para una falla en la fase C, las tensiones y corrientes durante la falla tomarán los siguientes valores:

$$V_{A-FallaM}^C = V_{C-FallaM}, I_{A-FallaM}^C = I_{C-FallaM}$$

$$V_{B-FallaM}^C = V_{A-FallaM}, I_{B-FallaM}^C = I_{A-FallaM}$$

$$V_{C-FallaM}^C = V_{B-FallaM}, I_{C-FallaM}^C = I_{B-FallaM}$$

En que:

$V_{A-FallaM}^A, V_{B-FallaM}^A, V_{C-FallaM}^A$: Valores medidos rotados en las fases ABC, considerando falla en la fase A;

$V_{A-FallaM}^B, V_{B-FallaM}^B, V_{C-FallaM}^B$: Valores medidos rotados en las fases ABC, considerando falla en la fase B;

$V_{A-FallaM}^C, V_{B-FallaM}^C, V_{C-FallaM}^C$: Valores medidos rotados en las fases ABC, considerando falla en la fase C;

- **Falla Bifásicas y Bifásicas a tierra**

Para estos tipos de falla fue considerado tanto en la formulación del ítem 4.3.2.2 como del ítem 4.3.2.3 que la falla ocurrió entre las fases BC. Para realizar el ajuste necesario para fallas en otras fases, es necesario realizar un

cambio de posición de las fases en los valores medidos para las tensiones y corrientes durante la falla, dependiendo de las fases donde ocurrió la falla. Es importante resaltar que las formulaciones para estos tipos de fallas pueden ser usadas independientemente si la falla ocurre, por ejemplo, entre las fases BC o CB, así como AC o CA.

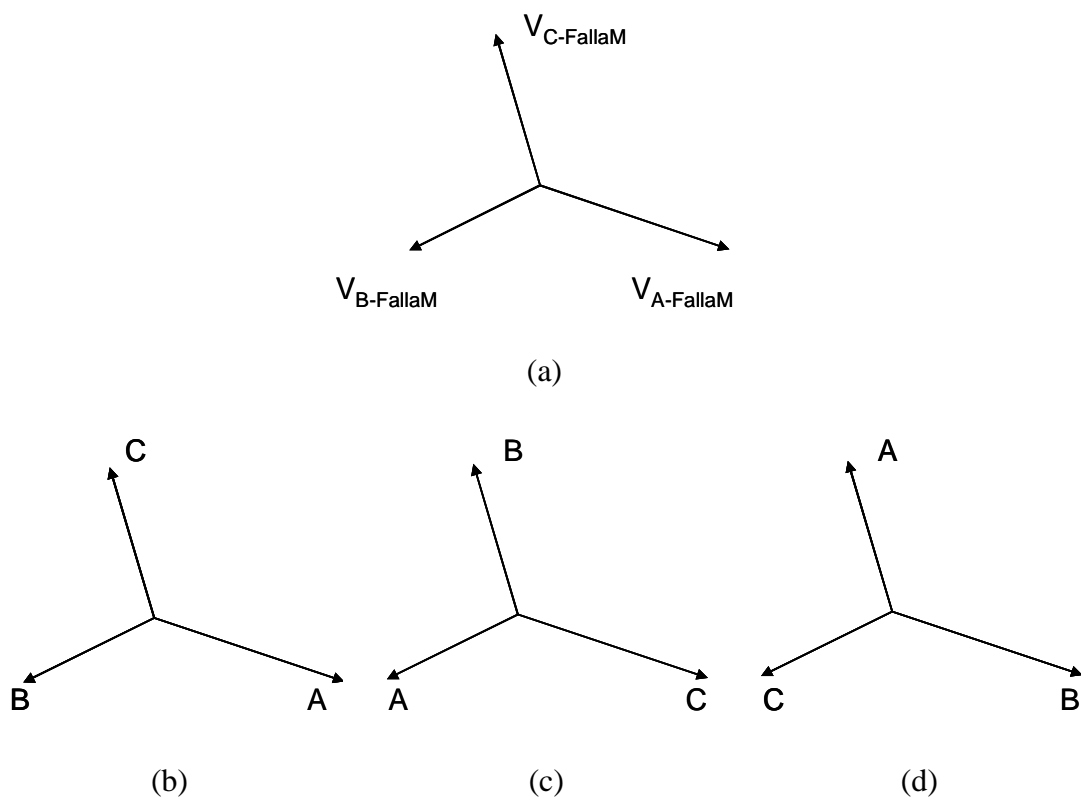


Figura 4.11 Rotación de Ángulos para fallas bifásicas y bifásicas a tierra considerando las fase de la falla: a) Fasores medidos en las fases ABC, b) Rotación para una falla en las fases BC, c) Rotación para una falla en las fases AB, c) Rotación para una falla en las fases AC.

En la Figura 4.11 se presenta las diferentes rotaciones de las fases teniendo en consideración las fases donde ocurrió la falla, por ejemplo:

Para una falla en la fase BC, las tensiones y corrientes durante la falla tomarán los siguientes valores:

$$V_{A-FallaM}^{BC} = V_{A-FallaM}, I_{A-FallaM}^{BC} = I_{A-FallaM}$$

$$V_{B-FallaM}^{BC} = V_{B-FallaM}, I_{B-FallaM}^{BC} = I_{B-FallaM}$$

$$V_{C-FallaM}^{BC} = V_{C-FallaM}, I_{C-FallaM}^{BC} = I_{C-FallaM}$$

De la misma forma, para una falla en la fase AB, las tensiones y corrientes durante la falla tomarán los siguientes valores:

$$V_{A-FallaM}^{AB} = V_{C-FallaM}, I_{A-FallaM}^{AB} = I_{C-FallaM}$$

$$V_{B-FallaM}^{AB} = V_{A-FallaM}, I_{B-FallaM}^{AB} = I_{A-FallaM}$$

$$V_{C-FallaM}^{AB} = V_{B-FallaM}, I_{C-FallaM}^{AB} = I_{B-FallaM}$$

Para una falla en la fase AC, las tensiones y corrientes durante la falla tomarán los siguientes valores:

$$V_{A-FallaM}^{AC} = V_{B-FallaM}, I_{A-FallaM}^{AC} = I_{B-FallaM}$$

$$V_{B-FallaM}^{AC} = V_{C-FallaM}, I_{B-FallaM}^{AC} = I_{C-FallaM}$$

$$V_{C-FallaM}^{AC} = V_{A-FallaM}, I_{C-FallaM}^{AC} = I_{A-FallaM}$$

En que:

$V_{A-FallaM}^{BC}, V_{B-FallaM}^{BC}, V_{C-FallaM}^{BC}$: Valores medidos rotados en las fases ABC, considerando falla en la fase BC;

$V_{A-FallaM}^{AB}, V_{B-FallaM}^{AB}, V_{C-FallaM}^{AB}$: Valores medidos rotados en las fases ABC, considerando falla en la fase AB;

$V_{A-FallaM}^{AC}, V_{B-FallaM}^{AC}, V_{C-FallaM}^{AC}$: Valores medidos rotados en las fases ABC, considerando falla en la fase AC;

4.5 ALGORITMO PARA LOCALIZACIÓN PROPUESTO

Para realizar la localización de la falla es necesario realizar los siguientes pasos:

1. Extraer las siguientes informaciones de la falla: a)Valores Medidos de tensión y corriente, pre-falla y durante la falla en la barra de la subestación, b) tipo de falla y c) fases donde ocurrió la falla;
2. Realizar el cálculo de la demanda utilizando los valores medidos de las corrientes pre-falla;
3. Realizar el ajuste de los ángulos realizando las rotaciones necesarias considerando: a) desfase del ángulo de referencia pre-falla, b) fases de falla;
4. Cálculo del flujo de carga para obtener los valores de tensión y corriente de carga en todas las barras y líneas de la red;
5. Cálculo de la distancia eléctrica de la falla (D) para cada línea i de la red analizada;

6. Comparar, si el valor de D es mayor que el tamaño de la línea i , analizar la próxima línea $i = i+1$ retorna al paso 5. Caso contrario ir al paso 7;
7. Almacenar posible punto de falla;
8. Preguntar; ¿fueron analizadas todas las líneas de la red?, si es positivo ir al paso 9, caso contrario analizar la próxima línea $i = i + 1$ regresar al paso 5;
9. Mostrar toda la lista de posibles puntos de falla, para su posterior análisis.

Este algoritmo se presenta con más detalle en el diagrama de flujo de la Figura 4.12 , utilizado para redes de distribución eléctrica.

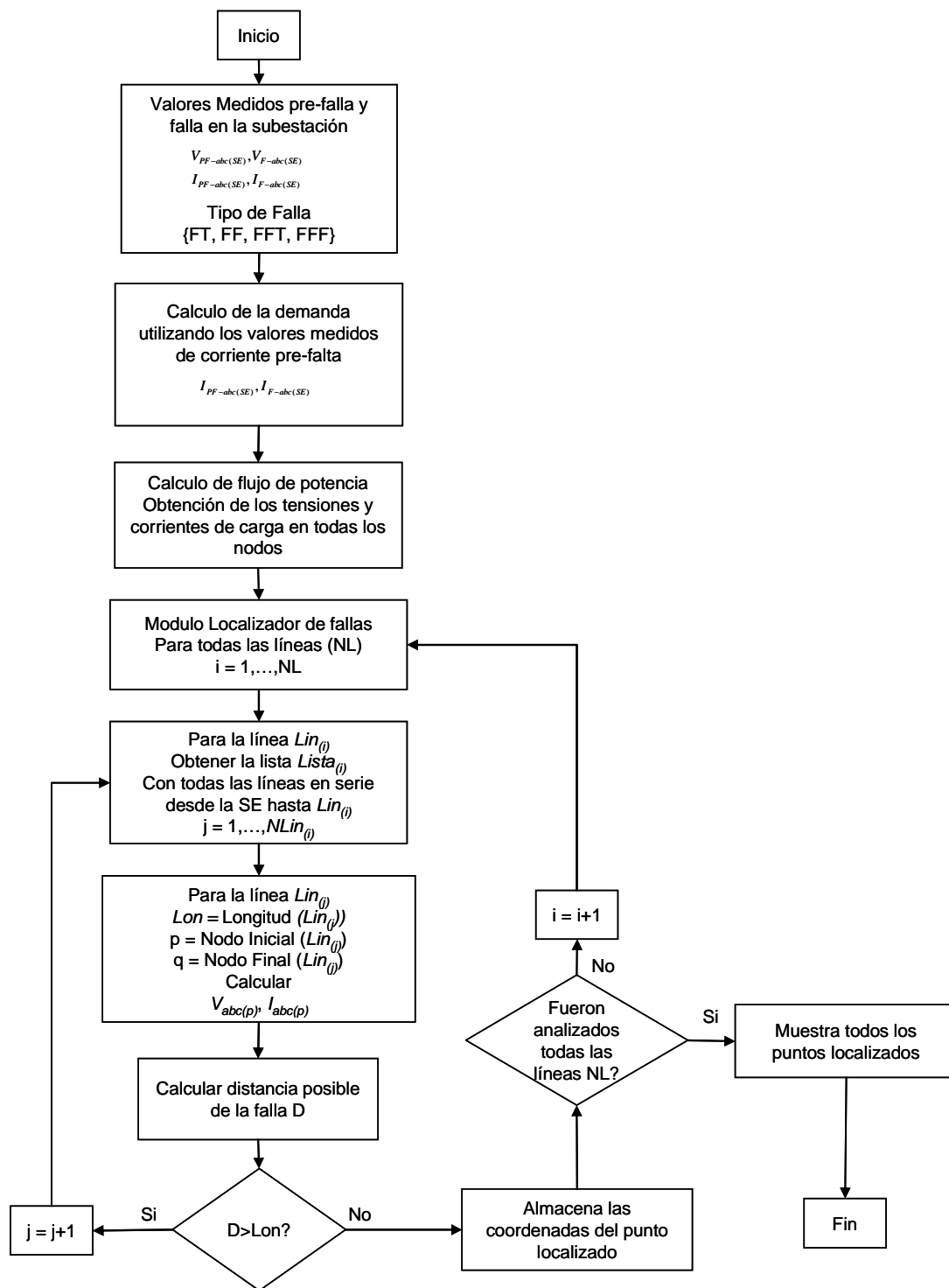


Figura 4.12 Diagrama de flujo para localización de fallas eléctricas en redes de distribución eléctrica

CAPÍTULO V

RESULTADOS

Los modelos presentados en el Capítulo 4 fueron integrados en un software llamado “*Localizador*”. Este capítulo presentará el comportamiento de este software frente a diferentes condiciones para medir su eficiencia y desempeño. Para la presentación de los resultados, en este capítulo será dividido en dos partes. La primera parte presentará resultados obtenidos usando una red hipotética de 19 barras. Con esta red será comparado los resultados obtenidos utilizando el programa *ATP (Alternative Transient Programs)* y el software “*Localizador*” implementado en este trabajo. En la segunda parte de este capítulo, serán presentados resultados obtenidos utilizando cuatro redes reales de distribución obtenidas de la Compañía Distribuidora Brasileña *AES-Eletropaulo*. Con estas redes serán comparados los puntos obtenidos por el software “*Localizador*” y la posición real del evento registrado para cada alimentador analizado.

El software “*Localizador*” fue implementado en lenguaje de programación C++. Fue utilizado en todos los testes un micro computador Intel Pentium M 740 de 1,73 GHz con 512 MB de memoria RAM.

5.1 PRIMERA PARTE: COMPARACIÓN ENTRE ATP - LOCALIZADOR

5.1.1 Red de 19 barras

Para este estudio fue utilizado una red hipotética constituida por:

- i) 1 Alimentador;
- ii) 19 barras;
- iii) 1 transformador: 138kV / 13,8kV, D-Y;
- iv) 19 km. de red: línea P003-P013 de 3 km, todas las demás líneas son de 1km;

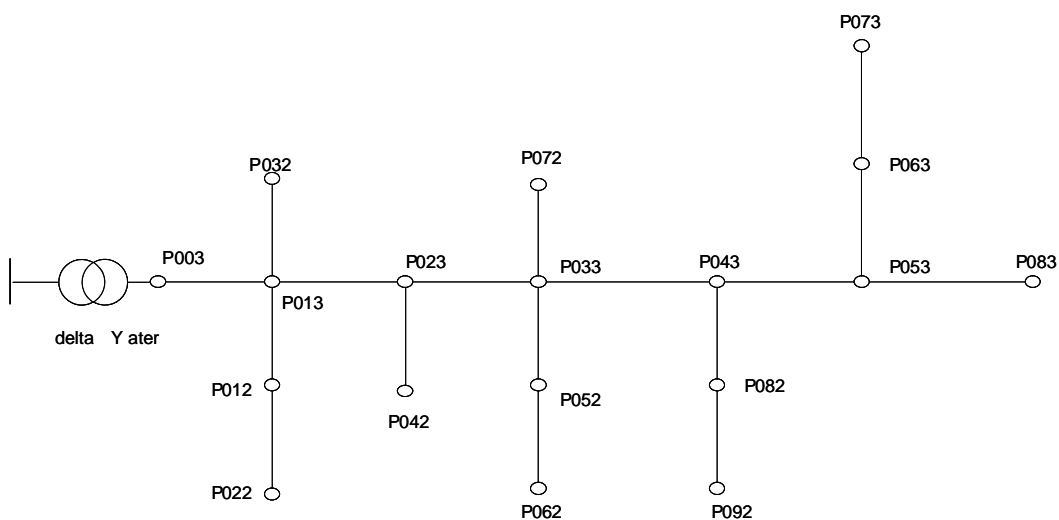


Figura 5.1 Alimentador de 19 barras

Será considerado, para todas las simulaciones en esta primera parte, que la red está en vacío (no existen cargas); con esta consideración podremos realizar una mejor comparación utilizando el programa *ATP* y el software “*Localizador*”.

Serán simulados 4 condiciones de falla para diferentes valores de impedancia de falla utilizando el programa *ATP* después de esta simulación serán obtenidos

los valores de tensión y corriente pre-falla y de falla con relación a la barra P003, que sería donde hipotéticamente estaría instalado el medidor. Estas informaciones serán suministradas en el software “*Localizador*” para obtener los puntos probables para cada caso.

Sabiendo el punto donde fue simulado con el *ATP* y los puntos encontrados por el software “*Localizador*” podemos comparar la diferencia entre estos dos resultados y de esta manera analizar la eficiencia del software “*Localizador*” implementado en este trabajo.

5.1.1.1 Caso 1 – Falla Monofásica

Para este caso fue realizado una simulación con el programa *ATP* utilizando las siguientes condiciones:

- i) Falla monofásica en la barra P033, en la fase A;
- ii) Impedancia de falla de $R_F = 1$ ohm;
- iii) Valores de tensión y corriente prefalla en la barra P003 (Tabla 5.1).

Tabla 5.1 Valores de tensión y corriente Pre-Falla y Falla obtenidos en la barra P003 para una falla monofásica en la barra P033.

	Pre-Falla (Barra P003)		Falla (Barra P003)	
	Módulo	Ángulo(grados)	Módulo	Ángulo(grados)
Va(V)	7165	0,0	6777,8	20,6
Vb(V)	7165	-120,0	7831,4	-93,1
Vc(V)	7165	120,0	7920,6	144,6
Ia(A)	0,0	0,0	1800,6	-32,4
Ib(A)	0,0	0,0	0,39	-86,6
Ic(A)	0,0	0,0	0,41	137,3

En la Tabla 5.1 se presentan los valores de tensión y corriente pre-falla y de falla en la barra P003 obtenidas usando el *ATP* después de ser simulada una falla monofásica en la barra P033 con una impedancia de falla de 1 ohm.

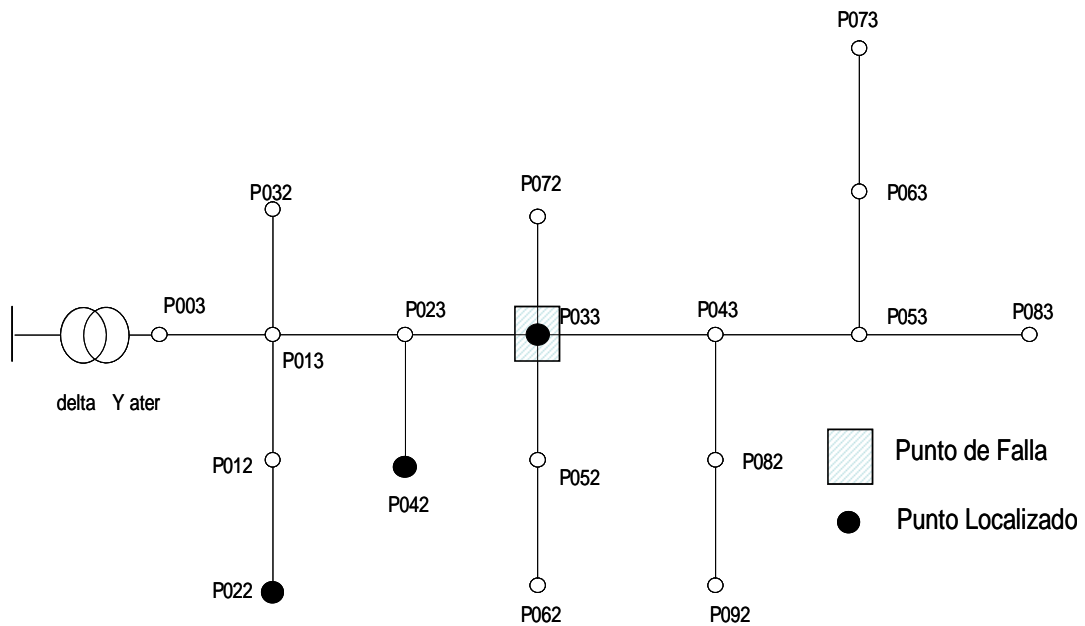


Figura 5.2 Red de 19 barras con los puntos localizados y con el punto real de falla para una falla monofásica en la barra P033

En la Figura 5.2 se representa con puntos negros, los puntos localizados por el software “*Localizador*”; y en cuadrado, el punto real de la falla. Con esto se puede observar que el software “*Localizador*” encontró dentro del conjunto de posibles puntos de falla el punto real con un error mínimo (aproximadamente 1 metro).

5.1.1.2 Caso 2 – Falla Bifásica

Para este caso fue realizada una simulación con el programa *ATP* utilizando las siguientes condiciones:

- i) Falla bifásica en la barra P072 entre las fases BC;

- ii) Impedancia de falla de $R_f = 10 \text{ ohm}$;
- iii) Valores de tensión y corriente pre-falla en la barra P003 (Tabla 5.2).

Tabla 5.2 Valores de tensión y corriente Pre-Falla y Falla obtenidos en la barra P003 para una falla bifásica en la barra P072.

	Pre-Falla (Barra P003)		Falla (Barra P003)	
	Módulo	Ángulo(grados)	Módulo	Ángulo(grados)
Va(V)	7165	0,0	7967,1	25,9
Vb(V)	7165	-120,0	8042,1	-100,4
Vc(V)	7165	120,0	7229,3	142,24
Ia(A)	0,0	0,0	0,43	25,9
Ib(A)	0,0	0,0	1024,27	-86,4
Ic(A)	0,0	0,0	1024,10	93,7

En la Tabla 5.2 se presentan los valores de tensión y corriente pre-falla y de falla en la barra P003 obtenidas usando el *ATP* después de ser simulado una falla bifásica en la barra P072 con una impedancia de falla de 10 ohm.

En la Figura 5.3 se representa con puntos negros; los puntos localizados por el software *Localizador*; y en cuadrado, el punto real de la falla. Con esto se puede observar que el software “*Localizador*” encontró dentro del conjunto de posibles puntos de falla el punto real con un error mínimo (aproximadamente 1 metro).

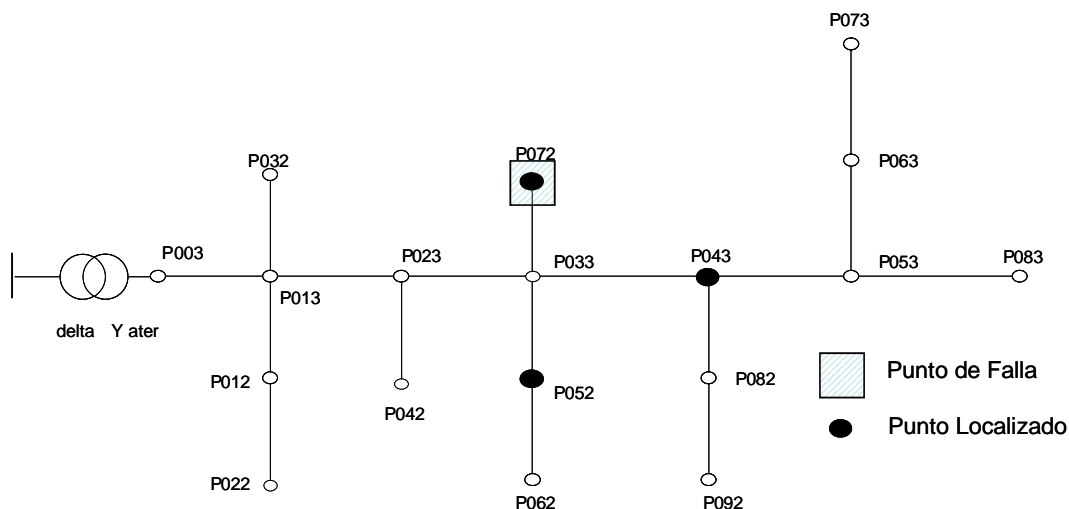


Figura 5.3 Red de 19 barras con los puntos localizados y con el punto real de falla para una falla bifásica en la barra P072

5.1.1.3 Caso 3 – Falla Bifásica a Tierra

Para este caso fue realizado una simulación con el programa *ATP* utilizando las siguientes condiciones:

- i) Falla Bifásica a tierra en la barra P083 entre las fases BC y tierra;
- ii) Impedancia de falla de $R_{FB} = 2,5 \text{ ohm}$, $R_{FC} = 2,5 \text{ ohm}$, $R_F = 1 \text{ ohm}$;
- iii) Valores de tensión y corriente pre-falla en la barra P003 (Tabla 2.3).

Tabla 5.3 Valores de tensión y corriente Pre-Falla y Falla obtenidos en la barra P003 para una falla bifásica a tierra en la barra P083

	Pre-Falla (Barra P003)		Falla (Barra P003)	
	Módulo	Ángulo(grados)	Módulo	Ángulo(grados)
Va(V)	7165	0,0	7898,3	25,6
Vb(V)	7165	-120,0	7760,8	-99,7
Vc(V)	7165	120,0	7322,2	141,3
Ia(A)	0,0	0,0	0,4	24,2
Ib(A)	0,0	0,0	877,4	-109,0
Ic(A)	0,0	0,0	1127,9	107,5

En la Tabla 2.3 se presentan los valores de tensión y corriente pre-falla y de falla en la barra P003 obtenidas usando el *ATP* después de ser simulado una falla bifásica a tierra en la barra P083 con valores de impedancia de falla de $R_{FB} = 2,5 \text{ ohm}$, $R_{FC} = 2,5 \text{ ohm}$, $R_{FT} = 1 \text{ ohm}$.

En la Figura 5.4 se representa con puntos negros; los puntos localizados por el software “*Localizador*”; y en cuadrado, el punto real de la falla. Con esto se puede observar que el software “*Localizador*” encontró dentro del conjunto de posibles puntos de falla el punto real con un error mínimo (aproximadamente 1 metro).

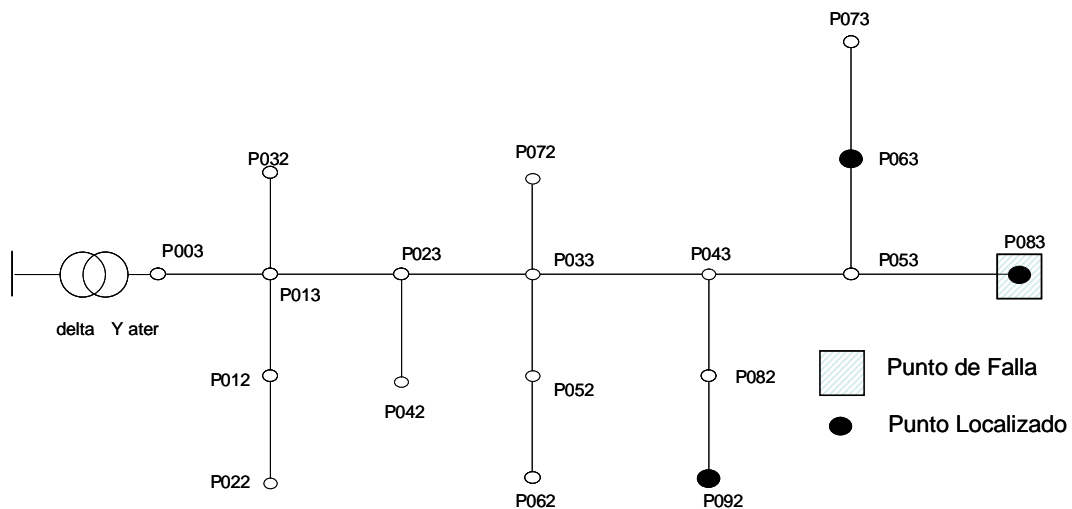


Figura 5.4 Red de 19 barras con los puntos localizados y con el punto real de falla para una falla bifásica a tierra en la barra P083

5.1.1.4 Caso 4 – Falla Trifásica

Para este caso fue realizada una simulación con el programa *ATP* utilizando las siguientes condiciones:

- iv) Falla trifásica en la barra P052 entre las fases ABC;

- v) Impedancia de falla de $R_{FA} = 3,3$ ohm, $R_{FB} = 3,3$ ohm, $R_{FC} = 3,3$ ohm;
- vi) Valores de tensión y corriente pre-falla en la barra P003 (Tabla 5.4).

En la Tabla 5.4 se presentan los valores de tensión y corriente pre-falla y de falla en la barra P003 obtenidas usando el ATP después de ser simulada una falla trifásica en la barra P052 con valores de impedancia de falla de $R_{FA} = 3,3$ ohm, $R_{FB} = 3,3$ ohm, $R_{FC} = 3,3$ ohm.

Tabla 5.4 Valores de tensión y corriente Pre-Falla y Falla obtenidos en la barra P003 para una falla trifásica en la barra P052

	Pre-Falla (Barra P003)		Falla (Barra P003)	
	Módulo	Ángulo(grados)	Módulo	Ángulo(grados)
Va(V)	7165	0,0	7794,7	21,8
Vb(V)	7165	-120,0	7794,7	-98,2
Vc(V)	7165	120,0	7794,7	141,8
Ia(A)	0,0	0,0	691,8	13,1
Ib(A)	0,0	0,0	691,8	-106,9
Ic(A)	0,0	0,0	691,8	133,1

En la Figura 5.5 se representa con puntos negros los puntos localizados por el software “Localizador”; y en cuadrado, el punto real de la falla. Con esto se puede observar que el software “Localizador” encontró dentro del conjunto de posibles puntos de falla el punto real con un error mínimo (aproximadamente 1 metro).

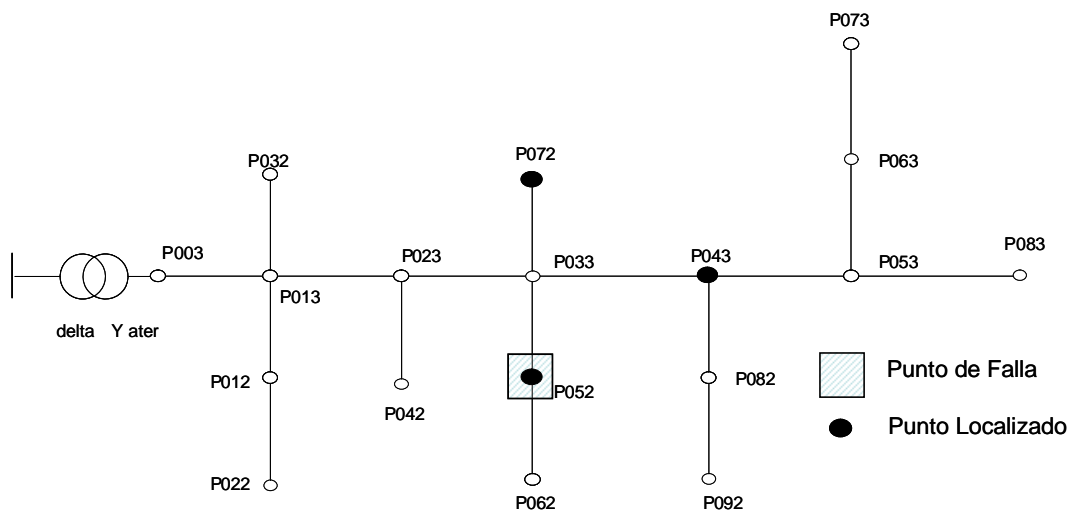


Figura 5.5 Red de 19 barras con los puntos localizados y con el punto real de falla para una falla trifásica en la barra P052

5.2 SEGUNDA PARTE: SIMULACIÓN CON CIRCUITOS REALES DE DISTRIBUCIÓN

Las simulaciones fueron realizadas utilizando valores reales provenientes de los medidores existentes en las subestaciones. La instalación de los medidores fue realizada en el lado secundario de los transformadores de media tensión, en otras palabras, existirá un medidor para cada circuito existente en la subestación.

Los valores registrados en el banco de datos *SISMED* son presentados en la Tabla 5.5 para cuatro circuitos en instantes diferentes. Estos valores representan las tensiones y corrientes antes y durante una falla. Estas informaciones serán necesarias para la localización de posibles puntos de falla usando el software “*Localizador*”.

Tabla 5.5 Valores Medidos de Tensión y Corriente Pre Falla e Durante la falla para diferentes alimentadores analizados

			VME 0111		EPE 0102		MSA 0110		EPE 0109	
			Módulo	Ángulo (grados)	Módulo	Ángulo (grados)	Módulo	Ángulo (grados)	Módulo	Ángulo (grados)
Pre-Falla	Va	[V]	7748,3	0,0	7832,2	0,0	7877,3	0,0	7804,2	0,0
	Vb		7767,2	240,0	7841,6	239,9	7831,7	239,3	7800,2	240,2
	Vc		7783,6	119,7	7910,1	120,0	7961,0	120,1	7857,9	119,9
	la	[A]	238,6	-20,8	135,2	-23,1	242,9	-10,5	240,1	-3,0
	lb		268,1	221,5	161,9	217,4	280,3	229,2	242,0	236,1
	lc		264,5	101,4	139,1	94,7	221,7	113,0	265,0	114,3
	ln		29,9	5,9	20,1	39,6	60,6	59,3	28,3	-81,2
Falla	Va	[V]	7679,3	-4,0	5568,1	-8,5	5816,1	-27,4	5601,7	-30,0
	Vb		7755,3	236,4	7588,2	235,0	4754,2	244,9	4663,9	241,6
	Vc		5755,3	111,0	7828,3	115,1	7783,3	115,9	7403,6	112,4
	la	[A]	295,0	-39,7	1668,5	-63,0	2492,9	-41,5	2363,5	-34,7
	lb		381,9	216,9	211,8	189,4	2137,4	146,3	2031,3	155,1
	lc		1764,5	59,9	197,0	82,9	298,6	101,2	453,0	97,5
	ln		1371,4	-126,0	1443,9	113,4	175,2	100,3	58,5	134,3

En los próximos ítems serán presentados los puntos encontrados por el software “Localizador” para estos cuatro circuitos, así también será calculada la distancia entre las coordenadas de los puntos encontrados en relación a la coordenada real informada por la empresa distribuidora *AES-Eletropaulo*.

5.2.1 Circuito EPE 0109

En la Figura 5.6 se presenta el diagrama unifilar del circuito EPE 0109, esquematizado utilizando las coordenadas UTM reales de cada barra. Este alimentador posee las siguientes características:

- i) Tensión nominal 13,8 kV;
- ii) Número de llaves de protección 53;
- iii) Número de líneas 1743;
- iv) Longitud total del circuito 35249 metros;

v) Número de consumidores 247;

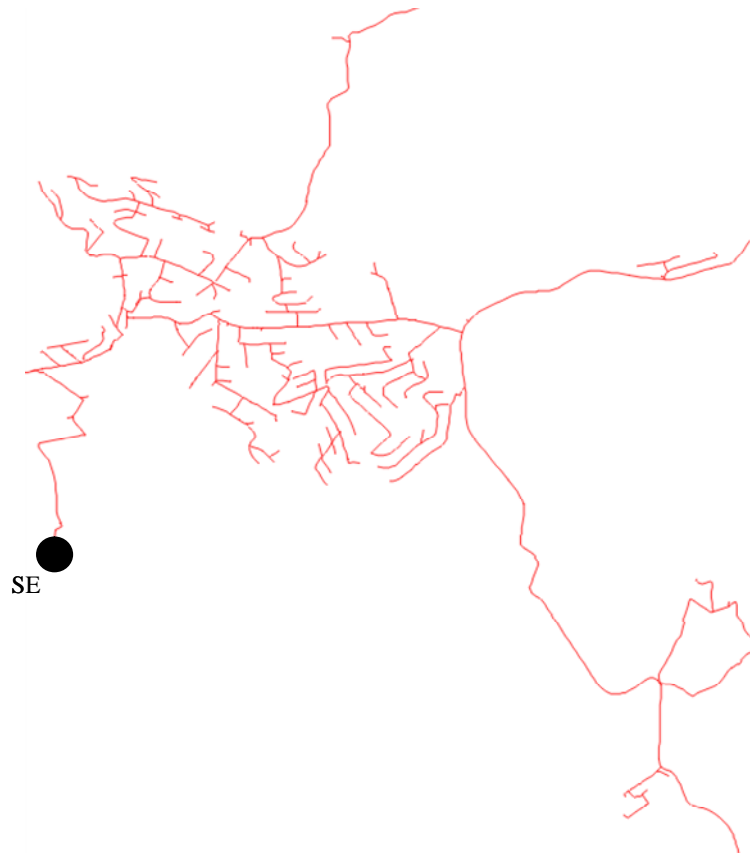


Figura 5.6 Circuito Real de distribución EPE 0109

En la Figura 5.7 se presenta el mismo diagrama unifilar de la Figura 5.6 con los puntos obtenidos usando el software “*Localizador*”. En la Tabla 5.6 se presenta el valor de la distancia en relación al punto real de la falla para cada punto localizado, con esto es posible medir la precisión del software “*Localizador*”.

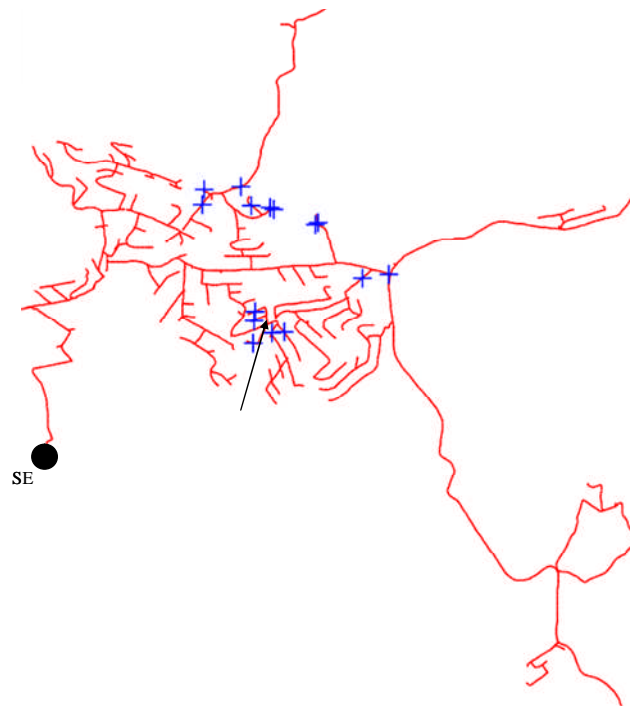


Figura 5.7 Circuito EPE 0109, en cruz los puntos localizados por el software e indicado con la flecha el punto real de la falla.

Tabla 5.6 Comparación de las coordenadas GIS calculadas y reales. Valor de la distancia entre estos dos puntos en metros para el Circuito EPE 0109

GIS (X; Y)				Distancia (m)
Calculado		Real		
X	Y	X	Y	
322542	7410523	321943	7410241	662
321985	7410986	321943	7410241	746
321961	7411006	321943	7410241	765
321532	7411114	321943	7410241	965
321526	7411020	321943	7410241	884
322251	7410886	321943	7410241	714
322269	7410894	321943	7410241	729
321845	7411001	321943	7410241	766
321782	7411130	321943	7410241	903
322733	7410562	321943	7410241	853
321873	7410328	321943	7410241	111
321838	7410258	321943	7410241	106
321850	7410118	321943	7410241	155
321970	7410172	321943	7410241	74
322060	7410174	321943	7410241	135

5.2.2 Circuito MSA 0110

En la Figura 5.8 se presenta el diagrama unifilar del circuito MSA 0110, esquematizado utilizando las coordenadas UTM reales de cada barra. Este alimentador posee las siguientes características:

- i) Tensión nominal 13,8 kV;
- ii) Número de llaves de protección 42;
- iii) Número de líneas 1278;
- iv) Longitud total del circuito 24694 metros;
- v) Número de consumidores 190;



Figura 5.8 Circuito Real de distribución MSA 0110

En la Figura 5.9 se presenta el mismo diagrama unifilar de la Figura 5.8 con los puntos obtenidos usando el software “Localizador”. En la Tabla 5.7 se presenta el valor de la distancia en relación al punto real de la falla para cada punto localizado.



Figura 5.9 Circuito MSA 0110, en cruz los puntos localizados por el software e indicado con la flecha el punto real de la falla.

Tabla 5.7 Comparación de las coordenadas GIS calculadas y reales. Valor de la distancia entre estos dos puntos en metros para el Circuito MSA 0110

GIS (X; Y)				
Calculado		Real		Distancia (m)
X	Y	X	Y	
349506	7399354	349966	7399569	508
349481	7399395	349966	7399569	516
349446	7399434	349966	7399569	538
349770	7399191	349966	7399569	426
349788	7399202	349966	7399569	408
349732	7399170	349966	7399569	463
349689	7399144	349966	7399569	507
349558	7399259	349966	7399569	512
349561	7399254	349966	7399569	514
349584	7399216	349966	7399569	520
349607	7399167	349966	7399569	539
349645	7399118	349966	7399569	554

5.2.3 Circuito EPE 0102

En la Figura 5.10 se presenta el diagrama unifilar del circuito EPE 0102, esquematizado utilizando las coordenadas UTM reales de cada barra. Este alimentador posee las siguientes características:

- i) Tensión nominal 13,8 kV;
- ii) Número de llaves de protección 40;
- iii) Número de líneas 1312;
- iv) Longitud total del circuito 27439 metros;
- v) Número de consumidores 192;



Figura 5.10 Circuito Real de distribución EPE 0102

En la Figura 5.11 se presenta el mismo diagrama unifilar de la Figura 5.10 con los puntos obtenidos usando el software “Localizador”. En la Tabla 5.8 se

presenta el valor de la distancia en relación al punto real de la falla para cada punto localizado.



Figura 5.11 Circuito EPE 0102, en cruz los puntos localizados por el software e indicado con la flecha el punto real de la falla.

Tabla 5.8 Comparación de las coordenadas GIS calculadas y reales. Valor de la distancia entre estos dos puntos en metros para el circuito EPE 0102

GIS (X; Y)				
Calculado		Real		Distancia (m)
X	Y	X	Y	
321943	7406141	321308	7406661	821
321877	7406301	321308	7406661	673
321868	7406344	321308	7406661	644
321041	7406283	321308	7406661	462
321132	7406073	321308	7406661	614
321193	7405537	321308	7406661	1130
321638	7406192	321308	7406661	573
321667	7406119	321308	7406661	650
321009	7406384	321308	7406661	408
321049	7406370	321308	7406661	389
321118	7405874	321308	7406661	809

5.2.4 Circuito VME 0111

En la Figura 5.12 se presenta el diagrama unifilar del circuito VME 0110, esquematizado utilizando las coordenadas UTM reales de cada barra. Este alimentador posee las siguientes características:

- i) Tensión nominal 13,8 kV;
- ii) Número de llaves de protección 39;
- iii) Número de líneas 1155;
- iv) Longitud total del circuito 19778 metros;
- v) Número de consumidores 176;



Figura 5.12 Circuito Real de distribución VME 0111

En la Figura 5.13 se presenta el mismo diagrama unifilar de la Figura 5.12 con los puntos obtenidos usando el software “Localizador”. En la Tabla 5.9 se presenta el valor de la distancia en relación al punto real de la falla para cada punto localizado.



Figura 5.13 Circuito VME 0111, en cruz los puntos localizados por el software e indicado con la flecha el punto real de la falla.

Tabla 5.9 Comparación de las coordenadas GIS calculadas y reales. Valor de la distancia entre estos dos puntos en metros para el circuito VME 0111

GIS (X; Y)				
Calculado		Real		Distancia (m)
X	Y	X	Y	
337748	7405005	338045	7404906	313
337794	7405049	338045	7404906	289
337912	7404847	338045	7404906	146
337753	7404402	338045	7404906	582
337770	7404358	338045	7404906	613

5.3 COMENTARIO DE LOS RESULTADOS

Fueron presentados en la primera parte de este capítulo los resultados obtenidos de la comparación del software “*Localizador*” frente al software *ATP*. Fueron realizados testes para diferentes tipos e impedancias de falla. De los resultados fue posible obtener el conjunto de posibles puntos de falla usando el software “*Localizador*”, dentro de este conjunto es posible encontrar el punto real de la falla simulado en el *ATP*. El error obtenido para estas simulaciones fue prácticamente nulo, tanto para el valor del punto de falla como para el valor de la impedancia de falla, Estos resultados muestran la eficacia y precisión del software “*localizador*” cuando el mismo es alimentado con informaciones de alta precisión.

Para los casos presentados en la segunda parte de este capítulo, donde fueron simulados circuitos reales junto con mediciones reales obtenidos de la base de informaciones de la empresa concesionaria de energía *AES-Eletropaulo*, los resultados se mostraron variados. Para medir la precisión del software “*Localizador*”, en redes reales, fue utilizado como referencia el punto real de la falla, este evento es registrado en el instante en que fue realizado el mantenimiento de este punto de falla. Con la ayuda de esta información geográfica fue calculada la distancia entre el punto real de la falla y los puntos obtenidos por el software “*Localizador*”. Los resultados muestran que para el circuito *EPE 0109* fue obtenido un error mínimo de 74 metros. Por otro lado para el circuito *MSA 0110* el error obtenido fue de 408 metros, lo que representa el mayor error obtenido de todos los circuitos simulados.

Todo esto muestra que para los circuitos reales simulados los errores obtenidos fueron menores a 500 metros. En caso de líneas de distribución este es un error aceptable, ya que esta distancia todavía permite realizar una verificación visual del posible punto de falla. En función de otras informaciones adicionales provenientes de los consumidores reclamantes, es posible direccionar con más efectividad los equipos de mantenimiento durante la búsqueda de punto real de la falla.

CONCLUSIONES

- En esta tesis se ha desarrollado una metodología de gerencia inteligente, que permite integrar diferentes sistemas de información, base de datos, etc. con el propósito de localizar fallas eléctricas en redes radiales de distribución. Esta metodología proporciona, a los equipos de operación y mantenimiento, una herramienta automatizada de alto desempeño durante el diagnóstico y reparo cuando ocurren eventos de cortos-circuito originados en las diferentes redes de distribución, sean estos permanentes o temporarios. Con esto es posible disminuir el tiempo de falla de suministro de energía que grupos de consumidores tendrían que soportar en casos de fallas eléctricas.
- Considerando los resultados obtenidos (aproximadamente cero para una red hipotética y errores por debajo de 500 metros, siendo que 75 metros fue el menor valor obtenido para redes reales de distribución) demuestran que el software “Localizador”, es una herramienta de alto desempeño que puede ser utilizado en tiempo real (*on-line*) para múltiples eventos que ocurren simultáneamente en las redes de distribución, para auxiliar a los equipos de operación y mantenimiento frente al difícil problema de localizar fallas eléctricas en redes de distribución radiales.

- Debido a la complejidad de una red de distribución, en relación a la existencia de ramificaciones en su topología, esta metodología encuentra no solo un punto de falla, si no un conjunto de posibles puntos de falla, dado que todos estos puntos poseen simetría eléctrica vistos a partir de la subestación. Con la ayuda de otras informaciones, como por ejemplo el código del circuito del consumidor reclamante, informaciones de los reles de protección, indicadores de defecto, etc., es posible disminuir este conjunto direccionando a los equipos de mantenimiento a áreas mas específicas.
- El sistema de gerencia inteligente resultado de este trabajo, fue aplicado a la empresa distribuidora brasileña AES-Eletropaulo, esto no limita su utilización en otras empresas distribuidoras de energía, para esto será necesario efectuar algunos ajustes en la manera de cómo se realiza la comunicación con sus respectivas bases de información.
- Los resultados obtenidos utilizando el sistema propuesto también puede ser utilizado como una herramienta de manutención preventiva ya que conociendo las áreas más frecuentes de fallas es posible realizar obras de planeamiento de manutención (cortar árboles, manutención de cables eléctricos, redimensionamiento de fusibles o llaves de protección, etc.) que disminuya la cantidad de ocurrencias provocadas por cortos-circuitos.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda mejorar el criterio de extracción de las informaciones provenientes de la empresa distribuidora durante el procesamiento de la forma de onda medida así como el envío de las informaciones provenientes del medidor de calidad de energía. Dado que las informaciones pueden estar un poco desfasadas del valor real, estos valores precisan ser analizados y calibrados para mejorar la eficiencia del algoritmo de localización.
- Se recomienda aplicar algoritmos existentes en la literatura (Máquinas de Soporte Vectorial, Redes Neuronales Artificiales, Wavelets, etc.) que permitan mejorar la identificación y detección del tipo de fenómeno. Con esto será posible definir mejor si una falla eléctrica es definida como permanente o temporaria. Esto serviría de filtro durante el cálculo de los lugares eléctricos, evitando el envío de equipos de mantenimiento a lugares donde acontecieron fallas temporarias.
- Se recomienda verificar el estado topológico de la red durante la falla y durante la localización, en otras palabras, las dos redes deben ser

topológicamente iguales. Redes desiguales lleva a distribución de cargas desiguales cuando es aplicado el cálculo de demanda, lo que lleva a la obtención de posibles puntos de falla más alejados del punto real. Es estado topológico de la red también puede influenciar durante el desplazamiento de los puntos obtenidos por el software “*Localizador*”.

- Se recomienda la utilización de más de un medidor instalado en otros puntos de la red de distribución, registrando valores de tensiones y corrientes, ya que con la ayuda de estas informaciones es posible evaluar todos los puntos obtenidos por el software “*Localizador*” y comparar cuál de ellos está más próximo a la realidad.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] **Aggarwal R. K., Aslan Y. y Johns A. T.** New Concept In The Fault Location For Overhead Distribution Systems Using Superimposed Components [Publicación periódica] // IEE Proc.. - May de 1997. - 3 : Vol. 144. - págs. 309–316 (a).
- [2] **Aggarwal R. K., Aslan Y. y Johns A. T.** An interactive approach to fault location on overhead distribution lines with load taps. IEE Developments in Power System Protection. Conference Publication No. 434.1997, pp 184-187 (b).
- [3] **Aggarwal R. K., Coury D., Johns A. T., Kalam A. A.** A practical approach to accurate fault location on extra high voltage teed feeders [Publicación periódica] // IEE Transactions on Power Delivery, v. 8, n. 3, p. 874-883, July 1993.
- [4] **Ancell G. and Pahalawaththa N.** Maximum likelihood estimation of fault location on transmission lines using travelling waves [Journal] // IEEE Transactions on Power Delivery. - 1994. - Vol. 9. - pp. 680–689.
- [5] **Aurangzeb M., Crossley P. A. and Gale P.** Fault Location Using the High Frequency Travelling Waves Measured at a Single Location on a Transmission Line // International conference on developments in power system protection. - Amsterdam : [s.n.], 2001. - pp. 403-406. - IEEE.
- [6] **Bewley L. V. y Wiley J.** Traveling Waves On Transmission Systems Representation [Publicación periódica]. - New York : [s.n.], 1951.

- [7] **Bollen M.** Literature Search for reliability Data Of Components in Electric Distribution Networks // University of Technology Netherlands. - Eindhoven : [s.n.], August de 1993.
- [8] **Cardoso Edgard Pereira** Sistema de localização de fallas em redes de distribuição de energia elétrica baseado em sequência de eventos // Dissertação de Mestrado. - Belo Horizonte : Escola De Engenharia, Universidade Federal De Minas Gerais , 2006.
- [9] **CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais** Estudo de Distribuição - Metodologia de Cálculo de Curto Circuito”, [Informe]. - Belo Horizonte : ED-1.32, 1989. - págs. 9.1- 9.24.
- [10] **Choi Son M., Lee S., Lee D. y Jin B.** A new fault location algorithm using direct circuit analysis for distribution systems. IEEE Transactions on Power Systems. 2004, pages 35- 41.
- [11] **Corporation Westinghouse Electric** Electrical Transmission and Distribution Reference Book. - Pittsburgh : [s.n.], 1964.
- [12] **Crozier C. and Wisdom W.** A power quality and reliability index based on customer interruption costs [Journal] // IEEE Power Engineering Review. - April 1999. - 4 : Vol. 19. - pp. 59-61.
- [13] **Das R.** Determining the locations of faults in distribution systems // Doctoral disertation. - Saskatoon : University of Saskatchewan, 1998. - pág. 206.
- [14] **Girgis A., Hart D. y Peterson W. A.** A new fault location technique for two and three terminal lines. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 7, n. 1, p. 98-107, January 1992.

- [15] **Girgis A., Fallon C. y Lubkerman D.** A fault location technique for rural distribution feeders [Publicación periódica] // IEEE Transactions on Industry and Applications. - 1993. - Vol. 26. - págs. 1170-1175.
- [16] **Guiger S.** Proteção de Sistemas de Distribuição [Libro]. - Porto Alegre : Sagra, 1988. - pág. 344.
- [17] **IEEE** IEEE Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines [Journal]. - [s.l.] : Power System Relaying Committee, 2004. - Std, C37.114.
- [18] **Lee S. [et al.]** An intelligent and Efficient Fault Location and Diagnosis Scheme for Radial Distribution Systems [Journal] // IEEE Transactions on Power Delivery. - April 2004. - 2 : Vol. 19. - pp. 524-531.
- [19] **Lee S. J. y al. et** An Intelligent and Efficient Fault Location and Diagnosis Scheme for Radial Distribution Systems [Publicación periódica] // IEEE Transactions on Power Delivery. - April de 2004. - 2 : Vol. 19. - págs. 524-532.
- [20] **Lehtonen M., Pettissalo S. and Etula J. H.** Calculational fault location for electrical distribution network [Article] // Third international conference on power system monitoring and control. - London : [s.n.], 1991. - pp. 38-43. - conf. publ. No 336.
- [21] **Mora Flórez Juan José** Localización de Fallas en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica usando Métodos Basados en el Modelo y Métodos de Clasificación Basados en el Conocimiento // Tesis de Doctorado. - Girona : [s.n.], 2006. - pág. 151. - Programa de Doctorado en Tecnologías de la Información, Universidad de Girona.

- [22] **Novose D., Hart D., Myllymaki J.** System for locating faults and estimating fault resistance in distribution networks with tapped loads. 1998. US Patent number 5,839,093.
- [23] **Phadke A. y Horowitz S.** Power System Relaying // Research Studies Press. Baldock. - 1995.
- [24] **Saha M. M. [y otros]** Review Of Fault Location Techniques For Distribution Systems [Publicación periódica] // Ieee Power Systems And Comumnucations Infrastructures For The Future. - Beijing : [s.n.], September de 2002 (a).
- [25] **Saha M., Rosolowski E.** Method and device of fault location for distribution networks. 2002. US Patent number 6,483,435 B2 (b).
- [26] **Senger E. C.** Localizador De Fallas Para Redes De Distribuição // Publicação Interna Da Epusp. - 1998. - págs. 720-724.
- [27] **Srinivasan K., St-Jacques A.** A new fault location algorithm for radial transmission lines with loads. IEEE Transactions on Power Delivery. 1989, pp 1676-1682.
- [28] **Son Choi M. [y otros]** A new fault location algorithm using direct circuit analysis for distribution systems [Publicación periódica] // IEEE Transactions on Power Systems. - 2004. - págs. 35-41.
- [29] **Stringfield T., Marihart D. y Stevens R.** Fault Location Methods For Overhead Lines [Publicación periódica] // Power Apparatus And Systems. - [s.l.] : Trans. Of The Aiee, August de 1957. - Part Iii : Vol. 76.
- [30] **Takagi T. [et al.]** A new algorithm of an accurate fault location for EHV/UHV transmission lines: Part—Fourier transform method [Journal] //

- IEEE Transactions Power App. Syst.. - 1981. - Vols. PAS-100. - pp. 1316–1323.
- [31] **Takagi T. y al et** Development of a New Type Fault Locator Using The One-Terminal Voltage and Current Data [Publicación periódica] // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. - August de 1982. - 8 : Vol. 101. - págs. 2892–2898.
- [32] **Tenschert W.** Fault location using faults distance measurement of digital relays [Article] // 12th international conference on electricity distribution - CIRED. - London : [s.n.], 1993. - pp. 4.20.1-4. - conf. publ. No 373.
- [33] **Warrington A. R. y Van C.** Protective relays. Their theory and practice [Libro]. - London : Chapman and Hall Ltd., 1968.
- [34] **Zhu J., Lubkeman D. and Girgis A.** Automated fault location and diagnosis on electric power distribution feeders [Journal] // IEEE Transactions on Power Delivery . - 1997. - pp. 801–809.
- [35] **Yang L.** One terminal fault location system that corrects for fault resistance effects. 1998. US Patent number 5,773,980.
- [36] **Yu C., Liu C. y Lin Y A.** A fault location algorithm for transmission lines with tapped leg – PMU based approach. In: IEEE PES. Summer Meeting 2001. Vancouver, 2001. p. 915-920.
- [37] **Zhu J., Lubkeman D. L. and Girgis A. A.** Automated Fault Location And Diagnosis On Electric Power Distribution Feeders [Journal] // IEEE Transactions On Power Delivery. - April 1997. - 2 : Vol. 12. - pp. 801–809.

APÉNDICE

Red de 19 barras

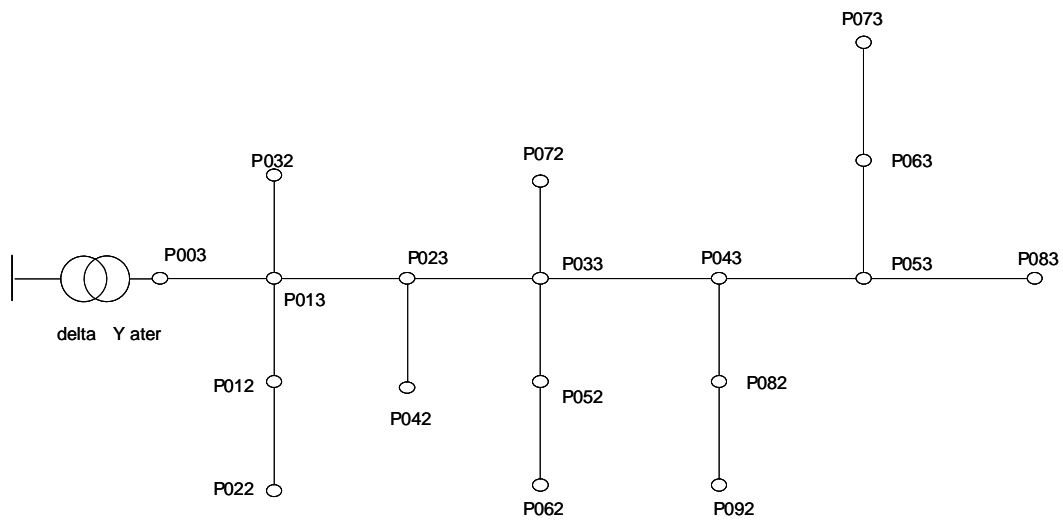


Figura A Diagrama unifilar de 19 barras

Tabla A Datos eléctricos para todas las líneas de la red de 19 barras.

Barra 1	Barra 2	longitud (m)	Z0(ohm)		Z1(ohm)	
			Real	Imaginaria	Real	Imaginaria
P012	P022	1000	0,3734	1,2422	0,1908	0,2825
P013	P012	1000	0,3734	1,2422	0,1908	0,2825
P013	P023	1000	0,3734	1,2422	0,1908	0,2825
P003	P013	3000	1,1203	3,7266	0,5724	0,8474
P013	P032	1000	0,3734	1,2422	0,1908	0,2825
P023	P042	1000	0,3734	1,2422	0,1908	0,2825
P023	P033	1000	0,3734	1,2422	0,1908	0,2825
P033	P072	1000	0,3734	1,2422	0,1908	0,2825
P033	P043	1000	0,3734	1,2422	0,1908	0,2825
P033	P052	1000	0,3734	1,2422	0,1908	0,2825
P052	P062	1000	0,3734	1,2422	0,1908	0,2825
P043	P053	1000	0,3734	1,2422	0,1908	0,2825
P043	P082	1000	0,3734	1,2422	0,1908	0,2825
P082	P092	1000	0,3734	1,2422	0,1908	0,2825
P053	P063	1000	0,3734	1,2422	0,1908	0,2825
P063	P073	1000	0,3734	1,2422	0,1908	0,2825
P053	P083	1000	0,3734	1,2422	0,1908	0,2825