

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA**



**ALGORITMO DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS BASADO EN
LA ESTIMACIÓN DEL VOLTAJE DE FALLA**

POR

RAUDEL VELA HARO

**COMO REQUISITO PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA**

AGOSTO, 2016

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO**



**ALGORITMO DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS BASADO EN
LA ESTIMACIÓN DEL VOLTAJE DE FALLA**

POR

RAUDEL VELA HARO

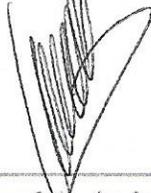
**COMO REQUISITO PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA**

AGOSTO, 2016

Universidad Autónoma de Nuevo León
Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica
Subdirección de Estudios de Posgrado

Los miembros del Comité de Tesis recomendamos que la Tesis «Algoritmo de Localización de Fallas Basado en la Estimación del Voltaje de Falla», realizada por el alumno Raudel Vela Haro, con número de matrícula 1757851, sea aceptada para su defensa como requisito para obtener el grado de Maestro en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica.

El Comité de Tesis



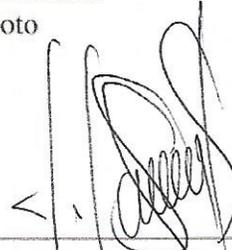
Dr. Manuel A. Andrade Soto

Asesor



Dr. Ernesto Vázquez Martínez

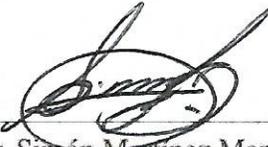
Revisor



Dr. Fernando Salinas Salinas

Revisor

Vo. Bo.



Dr. Simón Martínez Martínez

Subdirector de Estudios de Posgrado

San Nicolás de los Garza, Nuevo León, agosto 2016

A mis padres Humberto y Clementina por inculcarme valores y principios, gracias a ustedes he logrado terminar esta meta que me había propuesto, gracias por su apoyo y cariño incondicional.

A mis hermanos Humberto, Alejandro, Alicia, Raúl, Flavio, José Manuel y Daniel por su apoyo y comprensión.

A mis sobrinos Erick Alejandro, Julia Marisol, Natalia Lizeth, Andrea y en forma muy especial para mi ahijada Valeria Sofía.

A Javier, Iván y Simón por brindarme su amistad incondicional.

Los comienzos asustan, los finales son tristes, “pero lo más importante es lo que pasa en medio”

Índice general

Agradecimientos	XIII
Resumen	XIV
1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Antecedentes	2
1.3. Objetivo	4
1.4. Alcance	4
1.5. Estructura de la tesis	4
2. Algoritmos de localización de fallas de un solo terminal	6
2.1. Introducción	6
2.2. Principio de funcionamiento de los algoritmos de un solo terminal	7
2.2.1. Fuentes de error en el estimado de la distancia a la falla	9
2.3. Principales algoritmos de localización de fallas de un solo terminal	9
2.3.1. Algoritmo Reactancia	10

2.3.2.	Algoritmo Takagi	11
2.3.3.	Algoritmo Takagi Modificado	13
2.3.4.	Algoritmo Eriksson	14
2.3.5.	Algoritmo Novosel	16
2.3.6.	Algoritmo Takagi modificado por Schweitzer	19
2.4.	Evaluación del desempeño de algoritmos de localización de fallas de un solo terminal	20
2.4.1.	Evaluación del algoritmo Reactancia	22
2.4.2.	Evaluación del algoritmo Takagi	22
2.4.3.	Evaluación del algoritmo Takagi Modificado	23
2.4.4.	Evaluación del algoritmo Eriksson	23
2.4.5.	Evaluación del algoritmo Novosel	24
2.4.6.	Evaluación del algoritmo de Takagi modificado por Schweitzer	25
2.5.	Análisis de Resultados	25
2.6.	Conclusiones del capítulo	27
3.	Estimación del voltaje de falla	28
3.1.	Introducción	28
3.2.	Algoritmo de estimación del voltaje de falla	29
3.3.	Pruebas del algoritmo de estimación de voltaje	33
3.3.1.	Falla de línea a tierra	33
3.3.2.	Falla de doble línea a tierra	35
3.3.3.	Falla trifásica	36
3.4.	Resumen	38

3.5. Conclusiones del capítulo	41
4. Modificación de los algoritmos convencionales de localización de fallas de un solo terminal	42
4.1. Introducción	42
4.2. Modificaciones a los algoritmos de localización de fallas utilizando la estimación del voltaje de falla	43
4.2.1. Algoritmo Reactancia Modificado	43
4.2.2. Algoritmo Takagi Modificado	43
4.2.3. Demostración de los algoritmos Reactancia y Takagi Modificados	44
4.3. Nuevas consideraciones para los algoritmos de localización de fallas	47
4.3.1. Estimación de la impedancia de Thevenin	48
4.3.2. Algoritmo Takagi Modificado considerando los sistemas equivalentes en los extremos de la línea de transmisión	51
4.3.3. Algoritmo Eriksson considerando los sistemas equivalentes en los extremos de la línea de transmisión	52
4.3.4. Demostración de los algoritmos Takagi Modificado y Eriksson considerando los equivalentes en los extremos de la línea	53
4.4. Conclusiones del capítulo	55
5. Pruebas y resultados	57
5.1. Introducción	57
5.2. Análisis de los resultados	59
5.2.1. Algoritmo Reactancia Modificado	59

5.2.2.	Algoritmo Takagi Modificado	59
5.2.3.	Algoritmo Takagi Modificado considerando los sistemas equivalentes en los extremos de la línea de transmisión	61
5.2.4.	Algoritmo Eriksson considerando los sistemas equivalentes en los extre- mos de la línea de transmisión	62
5.3.	Interpretación de los resultados obtenidos en las pruebas de los algoritmos de lo- calización de fallas	63
5.4.	Conclusiones del capítulo	65
6.	Conclusiones y recomendaciones	66
6.1.	Conclusiones	66
6.2.	Aportaciones de la tesis	68
6.3.	Recomendaciones para trabajos futuros	69

Índice de figuras

2.1. Sistema de potencia unido por una línea de transmisión.	7
2.2. Error de reactancia, a) I_F e I_S en fase, b) I_F adelante a I_S , c) I_F atrás a I_S	11
2.3. Teorema de superposición utilizado para separar la red de la Figura 2.1 durante una falla trifásica.	12
2.4. Red de secuencia cero durante una falla de línea a tierra.	13
2.5. Configuración de conductores para las líneas: a) Línea típica de 230 kV. b) Línea 230 kV doble circuito.	21
2.6. Respuesta del algoritmo Reactancia	22
2.7. Respuesta del algoritmo Takagi	23
2.8. Respuesta del algoritmo Takagi Modificado	24
2.9. Respuesta del algoritmo Eriksson	24
2.10. Respuesta del algoritmo Novosel	26
2.11. Respuesta del algoritmo Takagi modificado por Schweitzer	26
3.1. Flujo de potencia activa y reactiva en el nodo S	29
3.2. Estimación del voltaje de falla con R_F incluida	30
3.3. Diagrama fasorial del nodo S al punto de falla F	30

3.4. Comparación de la magnitud del voltaje de falla de línea a tierra (línea sin acoplamiento).	34
3.5. Comparación del ángulo del voltaje de falla de línea a tierra (línea sin acoplamiento).	34
3.6. Comparación de la magnitud del voltaje de falla de línea a tierra (línea con acoplamiento).	35
3.7. Comparación del ángulo del voltaje de falla de línea a tierra (línea con acoplamiento).	35
3.8. Comparación de la magnitud de voltaje de falla de doble línea a tierra (línea sin acoplamiento).	36
3.9. Comparación del ángulo de voltaje de falla de doble línea a tierra (línea sin acoplamiento).	37
3.10. Comparación de la magnitud de voltaje de falla de doble línea a tierra (línea con acoplamiento).	37
3.11. Comparación del ángulo de voltaje de falla de doble línea a tierra (línea con acoplamiento).	38
3.12. Comparación de la magnitud de voltaje de falla trifásica (línea sin acoplamiento).	39
3.13. Comparación del ángulo de voltaje de falla trifásica (línea sin acoplamiento).	39
3.14. Comparación de la magnitud de voltaje de falla trifásica (línea con acoplamiento).	40
3.15. Comparación del ángulo de voltaje de falla trifásica (línea con acoplamiento).	40
4.1. Sistemas equivalentes de los escenarios de prueba, (a) Primer escenario, (b) Segundo escenario	45
4.2. Respuesta del algoritmo Reactancia primer escenario	46
4.3. Respuesta del algoritmo Reactancia segundo escenario	47

4.4. Respuesta del algoritmo Takagi primer escenario	47
4.5. Respuesta del algoritmo Takagi segundo escenario	48
4.6. Equivalente Thevenin de un sistema	48
4.7. Diagrama de bloques del algoritmo Takagi Modificado incluyendo el ajuste por el factor de distribución de corriente	52
4.8. Respuesta del algoritmo Takagi Modificado en el primer escenario	53
4.9. Respuesta del algoritmo Takagi Modificado en el segundo escenario	54
4.10. Respuesta del algoritmo Eriksson en el primer escenario.	54
4.11. Respuesta del algoritmo Eriksson en el segundo escenario.	55
5.1. Sistema de prueba implementado en PSCAD	57
5.2. Configuración de conductores del sistema implementado en PSCAD	58
5.3. Respuesta del Algoritmo Reactancia Modificado	60
5.4. Respuesta del algoritmo Takagi Modificado	61
5.5. Respuesta del algoritmo Takagi Modificado considerando los equivalentes de The- venin de los extremos	63
5.6. Respuesta del algoritmo Eriksson considerando los sistemas equivalentes de los extremos	64

Índice de tablas

2.1. Valores de V_S e I_S según el tipo de falla.	8
2.2. Impedancias de las fuentes de voltaje.	21
2.3. Presición de los algoritmos de localización de fallas de un solo terminal.	26
5.1. Distancia estimada a la falla en p.u. obtenida a través de los algoritmos de localización de fallas modificados	65

Agradecimientos

A Dios por permitirme llegar a la culminación de mis estudios de posgrado y haberme brindado la fortaleza necesaria.

A mi familia por su apoyo incondicional, gracias por su paciencia y comprensión.

A mis asesores el Dr. Manuel A. Andrade Soto y el Dr. Ernesto Vázquez Martínez por sus excelentes aportaciones y recomendaciones sobre mi trabajo de tesis y por su paciencia y excelente trato conmigo fue un placer haber trabajado con ustedes.

A todos mis compañeros del DIE y de forma muy especial a mis amigos Javier, Simón, Iván y Sergio Daniel es un verdadero placer conocerlos.

A los profesores del Programa Doctoral en Ingeniería Eléctrica por esforzarse siempre para que los alumnos tengamos una formación sólida y completa.

A la Universidad Autónoma de Nuevo León y en especial a la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica por haberme recibido estos dos años.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por el apoyo brindado para la realización mis estudios de posgrado.

Resumen

Publicación núm. _____

Raudel Vela Haro, Maestro en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica

Universidad Autónoma de Nuevo León, 2016

Profesor Asesor: Dr. Manuel A. Andrade Soto

Todos los elementos del sistema eléctrico de potencia son susceptibles a presentar fallas, debido a desgaste normal de funcionamiento, por falta de mantenimiento o condiciones climatológicas adversas y en algunos casos como lo es el de las líneas de transmisión el hecho de estar a la intemperie las tiene constantemente expuestas a fallas debidas a cortocircuitos, ruptura de conductores, contaminación o ruptura de aislamiento, así como presencia de flora y fauna cerca de los derechos de vía.

El tener un dispositivo preciso y rápido que permita ubicar el lugar donde sucede una falla en una línea de transmisión implica reducir de manera considerable el tiempo de restablecimiento de la línea; en algunos casos, como fallas recurrentes en un mismo punto liberadas por un disparo monopolar, es posible predecir una futura falla permanente y anticiparse a que esta se presente por medio de mantenimiento preventivo.

En el presente trabajo se presenta un análisis de los principales algoritmos de localización de fallas utilizando información de un solo terminal de la línea, se evalúa la precisión de estos en sistemas de transmisión no homogéneos con resistencias de falla y líneas con acoplamiento. mutuo. Más adelante se desarrolla un algoritmo para estimar el voltaje de falla utilizando solamente voltaje y corriente de un extremo de la línea de transmisión y por ultimo dicho algoritmo en combinación con un algoritmo de estimación del equivalente Thevenin visto detrás del bus de medición se incluye como una modificación propuesta sobre los algoritmos de localización de fallas Reactancia, Takagi y Eriksson que son evaluados a través de simulaciones en distintos escenarios.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Todos los elementos del sistema eléctrico de potencia son susceptibles a presentar fallas, debido a desgaste normal de funcionamiento, falta de mantenimiento o condiciones climatológicas adversas y en algunos casos como lo es el de las líneas de transmisión el hecho de estar a la intemperie las tiene constantemente expuestas a fallas debidas a cortocircuitos, ruptura de conductores, contaminación o falla de aislamiento, así como presencia de vegetación o animales cerca de los derechos de vía.

Las fallas pueden ser permanentes o transitorias, en caso de ser permanentes estas son sólidas o a través de una resistencia de falla mientras que las transitorias son por un contacto momentáneo (animales o ramas de árboles) o arcos en las cadenas de aislamiento debido a la humedad o contaminación del aislador.

El tener un dispositivo preciso y rápido que permita ubicar el lugar donde sucedió una falla en una línea de transmisión implicara reducir de manera considerable el tiempo de restablecimiento de la línea; en algunos casos, como fallas recurrentes en un mismo punto liberadas por un disparo monopolar, es posible predecir una futura falla permanente y anticiparse a que esta se presente por medio de mantenimiento preventivo. El tiempo de restablecimiento será menor por el hecho de que el personal no invertirá tiempo en buscar la falla, sino que se trasladara de manera inmediata a la

porción de línea donde se estima se encuentra la falla, lo que es realmente relevante en zonas de difícil acceso y líneas de larga longitud.

Un aspecto relevante de los sistemas eléctricos de potencia es su capacidad de transmisión de energía en condiciones normales de operación, el sistema debe tener la capacidad suficiente para transportar la energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo aun y cuando este sea sometido a un disturbio tal como una falla debida un cortocircuito en una línea de transmisión, la salida de un transformador o la perdida de generación. Estas desconexiones disminuyen la capacidad de transmisión de energía ocasionando sobrecargas en el resto de los elementos lo que implica que algunos pueden ser desconectados por sobrecarga. Por lo tanto, el contar con un dispositivo de localización de fallas permitirá ubicar el lugar donde sucedió esta y restablecer la línea fallada en el menor tiempo posible lo cual se refleja en una reducción de tiempo en el que el sistema está expuesto a un disturbio de mayor alcance.

1.2. Antecedentes

Al surgir los sistemas eléctricos de potencia a finales del siglo XIX, con la generación y comercialización de la electricidad aparece la necesidad de la transmisión y distribución de energía eléctrica de manera similar a como se hace hoy en día y por esto se tuvo la necesidad de proteger equipo contra condiciones que ponían en riesgo la seguridad de las personas, la continuidad del servicio y la operación del equipo.

Hace ya más de un siglo desde que se utilizó el primer relevador electromecánico en la protección de los sistemas eléctricos de potencia y se puede decir que a partir de ahí comenzó la búsqueda de formas de proteger los sistemas eléctricos de manera eficiente. Posteriormente surgen distintos principios de protección tales como la diferencial, direccional, distancia y sobrecorriente. Con el constante desarrollo de la tecnología, los relevadores electromecánicos han sido remplazados por modernos relevadores que utilizan microprocesadores y circuitos integrados aun así utilizando la misma lógica de operación que los relevadores electromecánicos [4].

Un primer trabajo publicado sobre la localización de fallas en líneas de transmisión se presenta en 1968 con el algoritmo denominado Reactancia [5, 6] el cual se basa en la medición de la

componente imaginaria de la impedancia medida desde un terminal de la línea en condiciones de cortocircuito. Posteriores trabajos como el realizado por Herman Domel en 1978 [7] proponen un algoritmo el cual compara los frentes de onda generados en el momento de la falla y que mediante un proceso diferencial de tiempos determina el lugar donde ocurrió la falla. Takagi et. al., en 1982 [8] propone un algoritmo el cual utiliza una representación fasorial de las señales y un modelo del sistema mediante parámetros distribuidos y orienta la solución de las ecuaciones de manera similar de tal manera que minimiza el efecto de la resistencia de falla por el hecho de separar las señales resultantes de falla pura en señales de prefalla y falla. Eriksson et al., en 1985 [9] propone un algoritmo similar al de Takagi, a diferencia que incluye la impedancia de la fuente. Crossley y McLaren [10] en 1983, proponen un algoritmo que recibe información de ondas viajeras desde un terminal y mediante un proceso de comparación localiza el lugar de falla. Por ultimo en 1993 Damir Novosel et. al., [11] presenta un algoritmo que compensa tanto el efecto combinado de la resistencia y el flujo de carga y es insensible al factor de distribución de corriente de secuencia cero.

En general los algoritmos empleados en la localización de fallas se dividen en dos grupos: los que utilizan la representación fasorial de las señales (componentes de fase) y los algoritmos que utilizan las señales transitorias de alta frecuencia que se general al momento de ocurrir la falla (ondas viajeras). Los algoritmos que utilizan las ondas viajeras han sido desarrollados de manera completa sin embargo requieren equipo especial tales como transformadores de corriente ópticos y procesadores de relevadores muy rápidos, todo esto ya se encuentra en el mercado sin embargo no ha remplazado los relevadores convencionales que utilizan las componentes de fase.

Los algoritmos de localización de fallas suelen clasificarse según el número de terminales que se involucran en su operación, es decir, se tienen algoritmos que requieren información de un solo terminal [8, 9, 11] y aquellos que requieren información de uno o más terminales [12]. La ventaja de un localizador de fallas en un solo terminal es que no necesita un canal de comunicación para la comparación de datos.

1.3. Objetivo

El objetivo de esta tesis es desarrollar un algoritmo de localización de fallas en líneas de transmisión a través de estimar el voltaje en el lugar donde ocurre la falla, este algoritmo se desprende de limitaciones comunes de algoritmos basados en la impedancia como que el sistema sea homogéneo, que la resistencia de falla sea cero o despreciable y que haya un canal de comunicación entre los extremos de la línea de transmisión. Además, el algoritmo propuesto utiliza solamente fasores de componente fundamental del voltaje y corriente provenientes del extremo de la línea donde el localizador de fallas es ubicado; el algoritmo se propone a partir de modificaciones a algoritmos existentes tales como el algoritmo Reactancia y Takagi.

El algoritmo propuesto se basa en conocer el voltaje complejo en el punto de falla y para esto se apoya del método Newton Raphson para resolver ecuaciones no lineales necesarias durante el proceso de localización.

1.4. Alcance

Este proyecto está enfocado al desarrollo de un algoritmo de localización de fallas para líneas de transmisión de dos terminales, con efecto de acoplamiento mutuo. El algoritmo solo es aplicable para fallas monofásicas de fase a tierra con resistencia de falla (estima el voltaje en el punto de falla); el algoritmo se evalúa en distintas condiciones de falla, considerando diferencias angulares típicas de operación de un sistema de eléctrico, resistencias de falla de distintos valores y el impacto de los equivalentes Thevenin en ambos extremos de la línea de transmisión.

1.5. Estructura de la tesis

La presente tesis está estructurada en seis capítulos, índices de figuras y tablas y referencias bibliográficas, los contenidos de los capítulos se describen a continuación.

En el capítulo 1 se describe un panorama general sobre la localización de fallas en líneas de trans-

misión, se presentan antecedentes y los objetivos del proyecto.

En el capítulo 2 se clasifican los distintos algoritmos de localización de fallas de un solo terminal basados en impedancia y se presentan la evaluación de los algoritmos más importantes mediante simulaciones digitales.

El capítulo 3 presentan un método para mejorar el desempeño de los algoritmos de un solo terminal el cual consiste en un algoritmo para estimar el voltaje en el punto de falla.

En el capítulo 4 se describe el algoritmo de localización de fallas propuesto en este trabajo de tesis; así mismo se describe un algoritmo utilizado para estimar la impedancia Thevenin de los sistemas equivalentes en los extremos de la línea de transmisión; esto se incluye en los algoritmos modificados para mejorar su precisión.

En el capítulo 5 se presentan los resultados de la evaluación de desempeño del algoritmo propuesto; los escenarios de falla consideran distintos puntos de falla, diferentes valores de resistencias de falla, diferentes ángulos de los sistemas equivalentes en ambas terminales de la línea de transmisión; se hace una comparación de resultados respecto a los algoritmos descritos en el capítulo 2.

En el capítulo 6 se presentan las conclusiones, aportaciones y recomendaciones de esta tesis.

Capítulo 2

Algoritmos de localización de fallas de un solo terminal

2.1. Introducción

Los algoritmos para la localización de fallas en líneas de transmisión basados en la medición de impedancia de un solo terminal [2], son algoritmos sencillos y capaces de proporcionar una respuesta bastante precisa sobre la ubicación de fallas en una línea de transmisión. Estos algoritmos se diseñan para estimar la localización de fallas utilizando voltajes y corrientes medidos por el *localizador de fallas* colocado en uno de los terminales de la línea. Estos algoritmos tienen una menor precisión que los algoritmos de doble terminal (se utiliza un canal de comunicación para intercambiar información entre los extremos de la línea, que puede ser sincronizada o no sincronizada), sin embargo, cuando no hay disponible infraestructura de comunicaciones entre los terminales de la línea es conveniente implementar este tipo de algoritmos.

2.2. Principio de funcionamiento de los algoritmos de un solo terminal

Los algoritmos de localización de fallas en líneas de transmisión de un solo terminal proporcionan información precisa sobre la ubicación de fallas con el objetivo de mejorar la confiabilidad del sistema. La desconexión de una línea de transmisión por un tiempo prolongado implica pérdidas económicas muy considerables y debido a esto se tiene necesidad de conocer los puntos de falla de manera precisa y rápida a fin de reducir el tiempo fuera de servicio. Conocer el punto de falla permite que las cuadrillas de mantenimiento reduzcan el tiempo en localizar la falla y puedan restaurar la operación de la línea de transmisión para que el sistema eléctrico de potencia regrese a su estado de operación normal.

A fin de analizar las características de los algoritmos de localización de fallas de un solo terminal, considérese un sistema de potencia unido con una línea de transmisión que conecta dos sistemas representados por su equivalente de Thevenin (E, Z), en el extremo izquierdo se tiene un localizador de fallas que almacena fasores de voltaje y corriente, esto se muestra en la Figura 2.1.

La línea de transmisión es considerada homogénea con una impedancia de línea Z_L entre los nodos S y R. En un determinado instante ocurre una falla en algún punto de la línea de transmisión a través de una resistencia de falla R_F , dicha falla tiene aportación de corriente por ambos extremos de la línea, lo que significa que se tendrá una corriente de falla $I_F = I_S + I_R$. Los fasores de voltaje y corriente son almacenados por el localizador ubicado en el extremo izquierdo de la línea, V_S e I_S respectivamente.

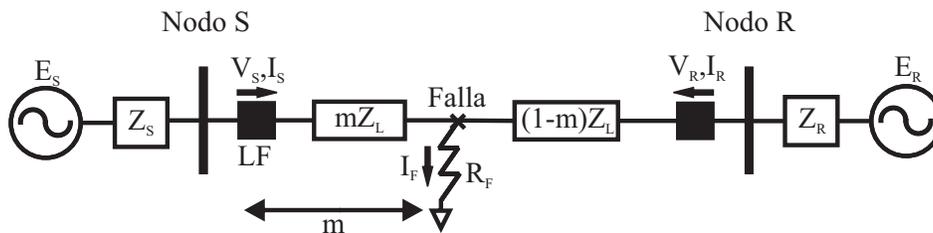


Figura 2.1. Sistema de potencia unido por una línea de transmisión.

De acuerdo a la Ley de Tensiones de Kirchoff en el nodo S se tiene:

$$-V_S + m \cdot Z_L \cdot I_S + R_F \cdot I_F = 0 \quad (2.1)$$

Despejando V_S de (2.1) se tiene:

$$V_S = m \cdot Z_L \cdot I_S + R_F \cdot I_F \quad (2.2)$$

Los términos V_S e I_S dependen del tipo de falla como se muestra en la Tabla 2.1, donde la constante k se define como:

$$k = \frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{Z_{L1}} \quad (2.3)$$

Dividiendo (2.2) entre I_S la impedancia aparente Z_{ap} resultante medida desde el nodo S resulta como:

$$Z_{ap} = \frac{V_S}{I_S} = m \cdot Z_L + R_F \left(\frac{I_F}{I_S} \right) \quad (2.4)$$

Las incógnitas en (2.4) son la resistencia de falla y la corriente de falla compuesta por la aportación de corriente de falla de los dos extremos de la línea de transmisión; dado que a excepción de la corriente I_S el resto de los datos no son conocidos, la ecuación no tiene solución por lo que se hacen algunas consideraciones para determinar el punto de falla, estas consideraciones dan lugar a los distintos algoritmos de localización de fallas, los cuales se describen en la siguiente sección. Dado que (2.4) resume el problema de localización de fallas, esta ecuación es la base de los algoritmos basados en impedancia.

Tabla 2.1. Valores de V_S e I_S según el tipo de falla.

Tipo de falla	V_S	I_S	ΔI_S
A-G	V_{AF}	$I_{AF} + k \cdot I_{S0}$	$I_{AF} - I_{Apre}$
B-G	V_{BF}	$I_{BF} + k \cdot I_{S0}$	$I_{BF} - I_{Bpre}$
C-G	V_{CF}	$I_{CF} + k \cdot I_{S0}$	$I_{CF} - I_{Cpre}$
AB, AB-G, ABC	$V_{AF} - V_{BF}$	$I_{AF} - I_{BF}$	$(I_{AF} - I_{Apre}) - (I_{BF} - I_{Bpre})$
BC, BC-G, ABC	$V_{BF} - V_{CF}$	$I_{BF} - I_{CF}$	$(I_{BF} - I_{Bpre}) - (I_{CF} - I_{Cpre})$
CA, CA-G, ABC	$V_{CF} - V_{AF}$	$I_{CF} - I_{AF}$	$(I_{CF} - I_{Cpre}) - (I_{AF} - I_{Apre})$
ABC-G	V_{AF}	I_{AF}	$I_{AF} - I_{Apre}$

2.2.1. Fuentes de error en el estimado de la distancia a la falla

En los algoritmos de localización de fallas basados en la impedancia se tienen pérdidas de precisión debido a algunos factores:

- Efecto combinado de corriente de la carga y la resistencia de falla (efecto reactancia). El valor de la resistencia de falla puede ser alto para fallas de línea a tierra que son mas del 90 % del total de fallas que se presentan en una línea de transmisión.
- Incorrecta identificación del tipo de falla.
- Influencia del acoplamiento mutuo de secuencia cero.
- Incertidumbre en los parámetros de la línea principalmente la impedancia de secuencia cero.
- La compensación serie o paralelo que tenga la línea.
- Medición y/o filtrado de señales incorrecto.

Para obtener un buen estimado de localización de fallas es importante reducir al máximo los errores que puedan presentarse por suposiciones inadecuadas o por datos no precisos utilizados en los algoritmos.

2.3. Principales algoritmos de localización de fallas de un solo terminal

A continuación se enlistan los principales algoritmos de localización de fallas de un solo terminal basados en la impedancia, posteriormente se profundizara sobre los mismos en las siguientes subsecciones:

- Algoritmo Reactancia.
- Algoritmo Takagi.
- Algoritmo Takagi Modificado.

- Algoritmo Eriksson.
- Algoritmo Novosel.
- Algoritmo Takagi modificado por Schweitzer.

2.3.1. Algoritmo Reactancia

El algoritmo Reactancia [2] es una forma convencional de localizar fallas en una línea de transmisión, toma como ventaja el hecho de que la falla es de naturaleza puramente resistiva. Con este algoritmo el localizador de fallas mide la impedancia aparente para posteriormente determinar la relación entre la reactancia de la impedancia aparente y compararla con la reactancia total de la línea. Esta relación es proporcional a la distancia a la que se encuentra la falla. Dado que la corriente de falla esta compuesta por la suma de las corrientes I_S e I_R y estas se asumen en fase, el término $R_F(I_F/I_S)$ en (2.4) es un término real, esto puede observarse en la Figura 2.2. Despejando m de (2.4) y tomado solamente la parte imaginaria se tiene:

$$m = \frac{\text{Im}\left(\frac{V_S}{I_S}\right)}{\text{Im}(Z_L)} \quad (2.5)$$

Para el escenario particular en el que las corrientes de falla aportadas por los equivalentes de Thevenin en los extremos de la línea están en fase, I_S e I_R respectivamente, el fasor $R_F(I_F/I_S)$ tiene un ángulo de cero grados esto se muestra en la Figura 2.2 a) así mismo se muestra también el caso en el que I_F adelanta a I_S y el caso en que I_F atrasa a I_S , Figuras 2.2 b) y 2.2 c) respectivamente. El resultado de corrientes en adelanto y en atraso es conocido como el error de reactancia y es la principal fuente de incertidumbre del algoritmo Reactancia.

Dado que en la práctica las diferencias angulares entre las corrientes de los extremos del sistema equivalente no son cero este método se ve minimizado en su precisión, a continuación, se mencionan las pérdidas de precisión del algoritmo según el escenario:

- La corriente de falla I_F adelanta a la corriente I_S , el término $R_F(I_F/I_S)$ de (2.4) es inductivo e incrementa la impedancia aparente vista por el localizador de fallas esto se muestra en

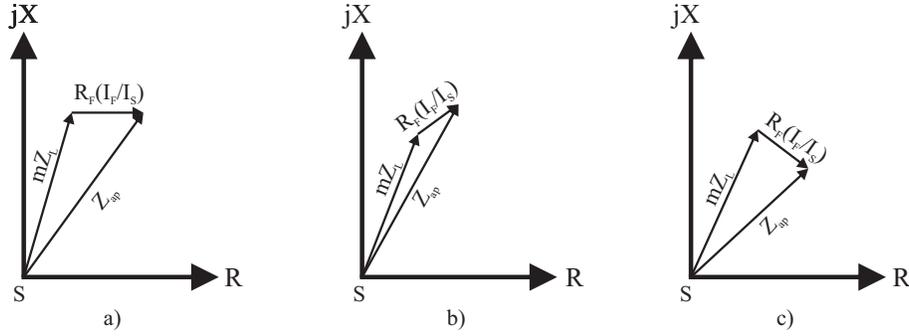


Figura 2.2. Error de reactancia, a) I_F e I_S en fase, b) I_F adelante a I_S , c) I_F atrás a I_S

Figura 2.2 b).

- La corriente de falla I_F atrasa a la corriente I_S , el término $R_F(I_F/I_S)$ de (2.4) es capacitivo y disminuye la impedancia aparente vista por el localizador de fallas esto se muestra en la Figura 2.2 c).

En ambos casos se tiene una pérdida de precisión significativa sobre la localización de la falla.

2.3.2. Algoritmo Takagi

El algoritmo Takagi [8] mejora el desempeño del algoritmo Reactancia por medio de una descomposición de corriente al aparecer una falla, es decir, se sustrae la corriente de carga de la corriente total de falla. Utilizando el teorema de superposición la red es separada en dos circuitos equivalentes, uno corresponde al estado de prefalla donde se está aportando la corriente en estado estable del circuito, el otro circuito corresponde a la falla, esto se ilustra en la Figura 2.3. En la red de falla pura de la Figura 2.3 las fuentes de voltaje propias del circuito son cortocircuitadas y a su vez una fuente de voltaje V_{F1pre} es insertada en el punto de falla en serie con una resistencia de falla R_F . Se aplica un divisor de corriente a fin de obtener la corriente de falla:

$$I_F = \left(\frac{Z_{S1} + Z_{L1} + Z_{R1}}{(1 - m)Z_{L1} + Z_{R1}} \right) \Delta I_S = \frac{1}{|d_s| \angle \beta} \cdot \Delta I_S \quad (2.6)$$

donde d_s es el factor de distribución de corriente y β su correspondiente ángulo. Se sustituye (2.6) en (2.2) y a su vez se multiplica la expresión completa por el complejo conjugado de ΔI_S para

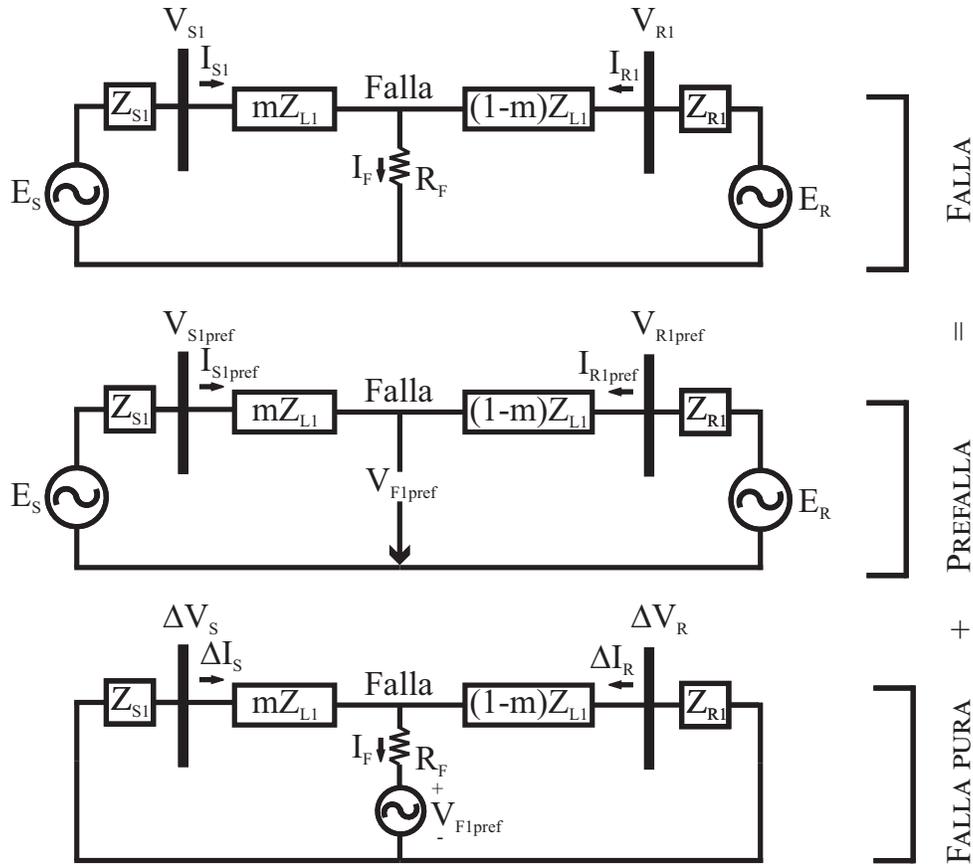


Figura 2.3. Teorema de superposición utilizado para separar la red de la Figura 2.1 durante una falla trifásica.

obtenerse la expresión:

$$V_S \cdot \Delta I_S^* = m \cdot Z_{L1} \cdot I_S \Delta I_S^* + R_F \left(\frac{1}{d_s} \right) \quad (2.7)$$

Para eliminar el término R_F de (2.7) y poder calcular la distancia a la falla m , el algoritmo Takagi asume que la red de transmisión es homogénea, es decir, las impedancias de las fuentes en el extremo local Z_S y el extremo remoto Z_R , tienen el mismo ángulo que la impedancia de la línea de transmisión. Asumir esto implica que el término d_s sea número real, β sea igual a cero grados y que el término $R_F(1/d_s)$ sea real. A continuación se toma solo la parte imaginaria de ambos lados de (2.7) y se despeja para la distancia de falla m resultando la siguiente expresión;

$$m = \frac{\text{Im}(V_S \cdot \Delta I_S^*)}{\text{Im}(Z_{L1} \cdot I_S \cdot \Delta I_S^*)} \quad (2.8)$$

donde V_S , I_S y ΔI_S se encuentran definidos en la Tabla 2.1.

Sin embargo, dado que el algoritmo Takagi utiliza la corriente ΔI_S de la red de falla pura para minimizar cualquier error de reactancia causado por la carga del sistema, el éxito de este método se basa en que la red de transmisión sea homogénea.

Si el sistema no es homogéneo el término $R_F(1/d_S)$ deja de ser un número real y existen errores en la estimación del punto de falla. Adicionalmente el cálculo de ΔI_S asume que la corriente de carga es constante antes y después de la falla, lo que es válido solamente para modelos de carga constante, se sabe que en la práctica esto no es verdadero pues hay una mezcla de cargas.

2.3.3. Algoritmo Takagi Modificado

Para evitar el uso de la corriente de prefalla el algoritmo Takagi Modificado¹[2] propone el uso de la corriente de secuencia cero I_{S0} en lugar de la corriente ΔI_S para tomar en cuenta la carga del sistema durante una falla a tierra. Esta simple sustitución es posible debido a al hecho que I_{S0} es similar al ΔI_G y existe solamente durante una falla de línea a tierra y es cero bajo condiciones de operación balanceada. Por lo tanto la distancia a la falla se calcula con la siguiente expresión:

$$m = \frac{\text{Im}(V_S \cdot 3 \cdot I_{S0}^*)}{\text{Im}(Z_{L1} \cdot I_S \cdot 3 \cdot I_{S0}^*)} \quad (2.9)$$

Adicionalmente para compensar la no homogeneidad del sistema el algoritmo Takagi Modificado utiliza la red de secuencia cero mostrada en la Figura 2.4 y el término d_S se calcula como:

¹Modificación a partir "DEVELOPMENT OF A NEW TYPE FAULT LOCATOR USING THE ONE-TERMINAL VOLTAGE AND CURRENT DATA"

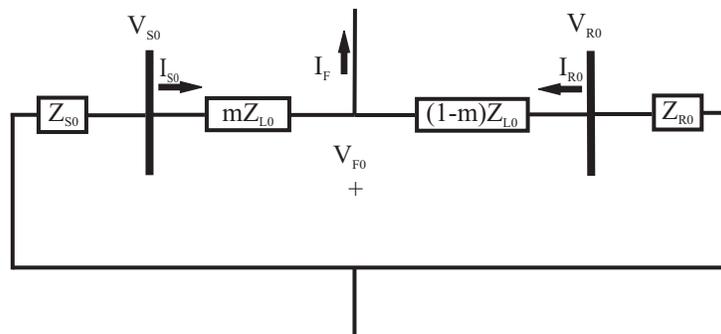


Figura 2.4. Red de secuencia cero durante una falla de línea a tierra.

$$|d_S| \angle \beta = \frac{(1 - m)Z_{L0} + Z_{R0}}{Z_{S0} + Z_{L0} + Z_{R0}} \quad (2.10)$$

donde β representa el grado de no homogeneidad. Aplicando una corrección de ángulo de $e^{-j\beta}$ al cálculo de la distancia de falla de (2.9) se asume un sistema homogéneo mejorando la precisión del estimado de la distancia de falla. Sin embargo, para calcular β se debe conocer la distancia de falla preliminar que proporciona (2.9). Por lo tanto el algoritmo Takagi Modificado utiliza el valor de m para calcular el factor de corrección de ángulo de (2.10). El estimado final de la localización de la falla considera la carga y la no homogeneidad del sistema en la siguiente ecuación:

$$m = \frac{\text{Im}(V_S \cdot 3 \cdot I_{S0}^* \cdot e^{j\beta})}{\text{Im}(Z_{L1} \cdot I_S \cdot 3 \cdot I_{S0}^* \cdot e^{j\beta})} \quad (2.11)$$

Aunque este algoritmo tiene un mejor desempeño que el algoritmo Takagi (simple), la precisión de este depende del conocimiento de la impedancia de la fuente. Si la impedancia de secuencia cero del sistema donde se ubica el de localizador de fallas no se conoce, es posible calcularla de los datos de falla:

$$Z_{S0} = -\frac{V_{S0}}{I_{S0}} \quad (2.12)$$

No obstante la impedancia del equivalente Thevenin remoto Z_{R0} debe ser un dato conocido.

2.3.4. Algoritmo Eriksson

El algoritmo Eriksson [2] utiliza el valor de impedancia de la fuente para reducir el error de reactancia causado por la resistencia de falla, carga o no homogeneidad del sistema además de que hace una estimación de la resistencia de falla. El factor de distribución de corriente d_S es directamente sustituido en (2.7) como se muestra:

$$V_S = m \cdot Z_{L1} \cdot I_S + R_F \left(\frac{Z_{S1} + Z_{L1} + Z_{R1}}{(1 - m)Z_{L1} + Z_{R1}} \right) \Delta I_S \quad (2.13)$$

Igualando a cero y agrupando términos respecto a m (2.13) queda como:

$$m^2 - k_1 \cdot m + k_2 - k_3 \cdot R_F = 0 \quad (2.14)$$

donde las constantes k_1 , k_2 y k_3 se definen como:

$$k_1 = a + jb = 1 + \frac{Z_{R1}}{Z_{L1}} + \left(\frac{V_S}{Z_{L1} \cdot I_S} \right) \quad (2.15)$$

$$k_2 = c + jd = \frac{V_S}{Z_{L1} \cdot I_S} \left(1 + \frac{Z_{R1}}{Z_{L1}} \right) \quad (2.16)$$

$$k_3 = e + jf = \frac{\Delta I_S}{Z_{L1} \cdot I_S} \left(1 + \frac{Z_{S1} + Z_{R1}}{Z_{L1}} \right) \quad (2.17)$$

Separando (2.15), (2.16) y (2.17) en sus partes real e imaginaria puede calcularse la distancia de falla m a través de la resolución de siguiente ecuación cuadrática:

$$m = \frac{\left(a - \frac{eb}{f} \right) \pm \sqrt{\left(a - \frac{eb}{f} \right)^2 - 4 \left(c - \frac{ed}{f} \right)}}{2} \quad (2.18)$$

Dado que la solución de la ecuación cuadrática tiene como resultado dos raíces, solamente una de estas es la distancia a la falla, dicho valor tiene que estar entre 0 y 1 (longitud de la línea en p.u.) y es el que se tomara como la distancia a la falla. Adicionalmente el calculo de la resistencia de falla R_F se realiza como:

$$R_F = \frac{d - mb}{f} \quad (2.19)$$

Para el caso en el que no se tenga conocimiento de la impedancia local (impedancia equivalente de Thevenin), ésta puede calcularse por medio de datos obtenidos en la falla:

$$Z_{S1} = - \frac{V_{S1} - V_{S1pre}}{I_{S1} - I_{S1pre}} \quad (2.20)$$

Debe tomarse en cuenta que la impedancia de la fuente del extremo remoto Z_{R1} no se conoce por lo que este algoritmo al igual que el algoritmo Takagi Modificado están restringidos a conocer este dato.

2.3.5. Algoritmo Novosel

El algoritmo Novosel [11] constituye una versión mejorada del algoritmo Takagi, en el cual no se requiere conocer las impedancias Thevenin como en el algoritmo de Eriksson, tampoco supone que el sistema es homogéneo (redes de secuencia) como lo hace el algoritmo Takagi. En este caso se hace la suposición de que las redes de secuencia positiva y negativa son homogéneas, lo contrario se aplica para la red de secuencia cero. El algoritmo Novosel considera que el factor de distribución de corriente de secuencia negativa es un número real y se obtienen ecuaciones en que el factor de distribución de corriente de secuencia cero no afecta la exactitud del estimado de la localización de falla cuando esta involucra tierra. Además, la exactitud del algoritmo no se ve influenciada por la magnitud del factor de distribución de la corriente de secuencia negativa. Una característica del algoritmo es que se tiene una ecuación para cada tipo de falla.

1. Falla de línea a tierra.

En este tipo de falla, las redes de secuencia se conectan en serie por tanto:

$$I_{F1} = I_{F2} = I_{F0} = \frac{I_F}{3} \quad (2.21)$$

$$\Delta I_{S1} = I_{F1} \cdot d_{S1} \quad (2.22)$$

$$\Delta I_{S2} = I_{F2} \cdot d_{S2} = I_{S2} \quad (2.23)$$

$$\Delta I_{S0} = I_{F0} \cdot d_{S0} = I_{S0} \quad (2.24)$$

Dado que la corriente medida en la fase A del extremo S necesita ser compensada con la corriente de secuencia cero, la corriente resultante en el terminal S para la fase A es:

$$I_S = I_{AF} + k \cdot I_{S0} \quad (2.25)$$

A partir de la Figura 2.3 aplicada a una falla de línea a tierra y utilizando (2.21) y (2.23) el voltaje medido en la fase A del terminal S es:

$$V_S = m \cdot Z_{L1} \cdot I_S + R_F \cdot I_F = m \cdot Z_{L1} \cdot I_S + R_F \cdot \frac{3 \cdot I_{S2}}{d_{S2}} \quad (2.26)$$

Suponiendo que el ángulo del factor de distribución de corriente de secuencia negativa d_{S2} es cero (d_{S2} es un numero real), entonces (2.26) puede escribirse como:

$$V_S = m \cdot Z_{L1} \cdot I_S + D \cdot I_{S2} \quad (2.27)$$

La ecuación (2.27) puede ser separada en sus partes real e imaginaria lo que hace un sistema de ecuaciones con dos incógnitas, m y D . Eliminando D , la distancia en por unidad a la falla puede ser calculada como:

$$m = \frac{\frac{Re(V_S)}{Re(I_{S2})} - \frac{Im(V_S)}{Im(I_{S2})}}{R_{L1} \cdot \left(\frac{Re(I_S)}{Re(I_{S2})} - \frac{Im(I_S)}{Im(I_{S2})} \right) - X_{L1} \cdot \left(\frac{Re(I_S)}{Im(I_{S2})} + \frac{Im(I_S)}{Re(I_{S2})} \right)} \quad (2.28)$$

donde el término I_S es el mostrado en (2.25) y en la Tabla 2.1 (falla A-G), por otro lado el término I_{S2} es la corriente de secuencia negativa medida en el nodo S.

2. Falla doble línea a tierra.

A partir de la conexión en paralelo de las redes de secuencia para una falla de doble línea a tierra se escribe lo siguiente:

$$V_{S1} - V_{S2} = m \cdot Z_{L1} \cdot (I_{S1} - I_{S2}) + \frac{R_F}{2} \cdot (I_{F1} - I_{F2}) \quad (2.29)$$

Sustituyendo (2.22) y (2.23) en (2.29), se tiene lo siguiente:

$$V_{S1} - V_{S2} = m \cdot Z_{L1} \cdot (I_{S1} - I_{S2}) + \frac{R_F}{2} \cdot \left(\frac{\Delta I_{S1}}{d_{S1}} - \frac{\Delta I_{S2}}{d_{S2}} \right) \quad (2.30)$$

Sustituyendo d_{S2} con d_{S1} y los términos en componentes simétricas con las componentes de fase (2.30) queda como se muestra:

$$\frac{V_{BF} - V_{CF}}{a^2 - a} = m \cdot Z_{L1} \cdot \frac{(I_{BF} - I_{CF})}{a^2 - a} + \frac{R_F}{2} \cdot \frac{1}{d_{S1}} \cdot \frac{((I_{BF} - I_{Bpre}) - (I_{CF} - I_{Cpre}))}{a^2 - a} \quad (2.31)$$

Tomando en cuenta que la falla es del tipo BC-G (2.31) puede escribirse como sigue según

la Tabla 2.1:

$$\frac{V_S}{a^2 - a} = m \cdot Z_{L1} \cdot \frac{I_S}{a^2 - a} + \frac{R_F}{2} \cdot \frac{1}{d_{S1}} \cdot \frac{\Delta I_S}{a^2 - a} \quad (2.32)$$

Asumiendo que el ángulo del factor de distribución de corriente de secuencia positiva d_{S1} es cero y sustituyendo el término $(a^2 - a)$ por 1, (2.32) es:

$$V_S = m \cdot Z_{L1} \cdot I_S + D \cdot \Delta I_S \quad (2.33)$$

La ecuación (2.33) es similar a (2.28), por lo tanto la distancia a la falla se calcula como:

$$m = \frac{\frac{Re(V_S)}{Re(\Delta I_S)} - \frac{Im(V_S)}{Im(\Delta I_S)}}{R_{L1} \cdot \left(\frac{Re(I_S)}{Re(\Delta I_S)} - \frac{Im(I_S)}{Im(\Delta I_S)} \right) - X_{L1} \cdot \left(\frac{Re(I_S)}{Im(\Delta I_S)} + \frac{Im(I_S)}{Re(\Delta I_S)} \right)} \quad (2.34)$$

3. Falla línea a línea.

El algoritmo correspondiente para fallas de línea a línea puede ser deducido del algoritmo para fallas de doble línea a tierra, se sustituye la condición $I_{S1} = -I_{S2}$ en (2.29). Si es utilizada (2.23), el término $(a^2 - a)$ es remplazado con $(-j\sqrt{3})$ y el argumento de d_{S2} es cero, por lo que se tiene:

$$V_S = m \cdot Z_{L1} \cdot I_S - R_F \cdot \frac{I_{S2}}{d_{S2}} \cdot (-j\sqrt{3}) = m \cdot Z_{L1} \cdot I_S + D \cdot j \cdot I_{S2} \quad (2.35)$$

La distancia a la falla es:

$$m = \frac{\frac{Re(V_S)}{-Im(I_{S2})} - \frac{Im(V_S)}{Re(I_{S2})}}{R_{L1} \cdot \left(\frac{Re(I_S)}{-Im(I_{S2})} - \frac{Im(I_S)}{Re(I_{S2})} \right) - X_{L1} \cdot \left(\frac{Re(I_S)}{Re(I_{S2})} + \frac{Im(I_S)}{-Im(I_{S2})} \right)} \quad (2.36)$$

4. Falla trifásica.

La localización de fallas trifásicas se puede hacer con cualquiera de las tres fases. Utilizando (2.22) y asumiendo que el ángulo del factor de distribución de corriente es cero, se tiene:

$$V_{AF} = m \cdot Z_{L1} \cdot I_{AF} + R_F \cdot I_F \quad (2.37)$$

Rearreglando 2.37 se obtiene que:

$$V_{AF} = m \cdot Z_{L1} \cdot I_{AF} + R_F \cdot \frac{I_{AF} - I_{Apre}}{d_{S1}} = m \cdot Z_{L1} \cdot I_{AF} + D \cdot (I_{AF} - I_{Apre}) \quad (2.38)$$

Al igual que el resto de las fallas mencionadas, la distancia al punto de falla para la falla trifásica se obtiene a partir de la tercera expresión de (2.37) separando sus partes real e imaginaria se tiene un sistema de ecuaciones con dos ecuaciones y dos incógnitas, donde la solución es:

$$m = \frac{\frac{Re(V_S)}{Re(\Delta I_S)} - \frac{Im(V_S)}{Im(\Delta I_S)}}{R_{L1} \cdot \left(\frac{Re(I_S)}{Re(\Delta I_S)} - \frac{Im(I_S)}{Im(\Delta I_S)} \right) - X_{L1} \cdot \left(\frac{Re(I_S)}{Im(\Delta I_S)} + \frac{Im(I_S)}{Re(\Delta I_S)} \right)} \quad (2.39)$$

Cabe mencionar que los términos V_S , I_S y ΔI_S de (2.39) están definidos en la Tabla 2.1 para la falla ABC-G.

2.3.6. Algoritmo Takagi modificado por Schweitzer

Schweitzer propone una modificación en el algoritmo Takagi [3]; considerando la forma compleja de (2.7):

$$V_S \cdot \Delta I_S^* = m \cdot Z_{L1} \cdot I_S \cdot \Delta I_S^* + R_F \left(\frac{1}{|d_s| \angle \beta} \cdot \Delta I_S \right) \cdot \Delta I_S^* \quad (2.40)$$

Asumiendo que el ángulo del factor de distribución de corriente β es cero todo el término que involucra a la resistencia de falla pasa a ser un número real, además multiplicando ambos lados de la ecuación por el factor k_s^* y tomando solo la parte imaginaria de la ecuación se tiene:

$$Im(V_S \cdot k_s^* \cdot \Delta I_S^*) = Im(m \cdot Z_{L1} \cdot I_S \cdot k_s^* \cdot \Delta I_S^*) \quad (2.41)$$

donde $k_s = k_s e^{j\beta} = I_F / \Delta I_S$, despejando para la distancia de falla se tiene:

$$m = \frac{Im(V_S \cdot \Delta I_S^* \cdot e^{j\beta})}{Im(Z_{L1} \cdot I_S \cdot \Delta I_S^* \cdot e^{j\beta})} \quad (2.42)$$

Tomando un valor de $\beta \neq 0$ se reduce el error ya que no se hace la suposición de que el sistema es homogéneo. El análisis del error puede hacerse en función del factor k_s , el cual es una forma similar a factor de distribución de corriente y esta dado por:

$$k_s = k_s e^{j\beta} = \frac{\frac{Z_S}{Z_L} + \frac{Z_R}{Z_L} + 1}{\frac{Z_R}{Z_L} + 1 - m} \quad (2.43)$$

$$k_s = k_s e^{j\beta} = 1 + \frac{\frac{Z_S}{Z_L} + m}{\frac{Z_R}{Z_L} + 1 - m} \quad (2.44)$$

A partir de (2.44) se puede concluir que:

- $\beta = 0^\circ$ si el numerador y el denominador son reales, es decir, es necesario que todas las impedancias tengan ángulos iguales (sistema homogéneo).
- β es constante (no varia con m) si el denominador es real, es decir, si los ángulos de Z_R y Z_L son iguales (el numerador no depende de m).

Por lo tanto, el algoritmo Takagi es preciso para sistemas que son homogéneos, pero pierde precisión para sistemas que no lo son. La modificación de Schweitzer al algoritmo Takagi consiste en estimar un valor aproximado para β . Para la estimación de β existen dos alternativas:

- Utilizar un valor constante de β , el cual no varia con m si el denominador del coeficiente de k_s en (2.43) es real.
- Determinar β en función de m , y establecer una solución por un método iterativo utilizando (2.42). La mejor función es (2.44) pero pueden hacerse aproximaciones lineales o por segmentos lineales.

2.4. Evaluación del desempeño de algoritmos de localización de fallas de un solo terminal

Para evaluar el desempeño de los algoritmos expuestos en la sección 2.3, se utilizan dos escenarios:

- Línea de transmisión típica de 230 kV de 100 km de longitud, Figura 2.5 a).

- Línea de transmisión en un doble circuito, ambos de 230 kV de 100 km de longitud, Figura 2.5 b).

Se utilizan los programas PSCAD y MATLAB para la simulación e implementación de los algoritmos; en ambos escenarios la falla es de línea a tierra (AG) al 50 % de la longitud de la línea. Los resultados se expresan en por unidad, $0 \leq m \leq 1$, donde cero es el inicio de la línea y uno es el final de la línea. En todos los casos las simulaciones son de 1 segundo, la falla ocurre en 0.6 segundos y tres ciclos después en 0.65 segundos la falla es liberada por disparo tripolar con un ligero desfase de tiempo debido a que el interruptor espera a tener el cruce por cero de las corrientes. Las resistencias de falla son 12Ω y 8Ω para el primer y segundo escenario respectivamente. Los equivalentes de Thevenin de los sistemas en los extremos de la línea de transmisión se muestran en la Tabla 2.2.

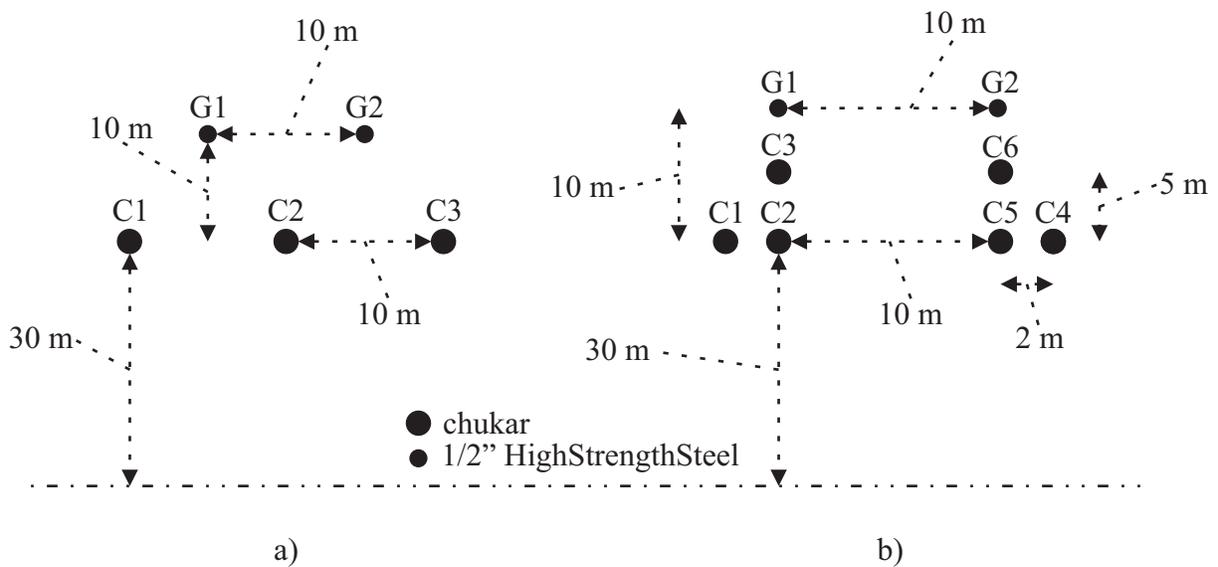


Figura 2.5. Configuración de conductores para las líneas: a) Línea típica de 230 kV. b) Línea 230 kV doble circuito.

Tabla 2.2. Impedancias de las fuentes de voltaje.

Fuente	Z_1	Z_0	Voltaje
S	$0.73+j17.94 \Omega$	$2.38+j14.80 \Omega$	230 kV
R	$0.15+j3.80 \Omega$	$0.95+j5.95 \Omega$	230 kV

2.4.1. Evaluación del algoritmo Reactancia

En la Figura 2.6 (a) la respuesta del algoritmo Reactancia, el cual presenta una respuesta muy cercana a la distancia de falla definida en la simulación. Se muestra también la respuesta que tiene el mismo método para el segundo escenario en el cual la línea esta acoplada mutuamente con otro circuito que esta montado sobre la misma torre de transmisión, esto en la Figura 2.6 (b).

Se puede observar que en el caso de la línea acoplada el algoritmo tiene un error de aproximadamente el 25 % de la longitud total de la línea, lo que hace que ante estos escenarios este algoritmo sea poco confiable. Cabe resaltar que las Figuras 2.6 (a) y 2.6 (b) inician con valores negativos, $m < 0$, ya que el flujo de potencia antes de la falla es desde el extremo opuesto hacia el extremo local.

2.4.2. Evaluación del algoritmo Takagi

La respuesta del algoritmo Takagi se presenta en las Figuras 2.7 (a) y 2.7 (b). Se observa que el desempeño del algoritmo en el escenario de la línea sencilla es bastante acertado, presenta un transitorio importante propio del algoritmo, pero al iniciar la falla el cálculo de la distancia comienza a estabilizarse hasta llegar al valor final de la distancia de falla cuando se hace la apertura de la

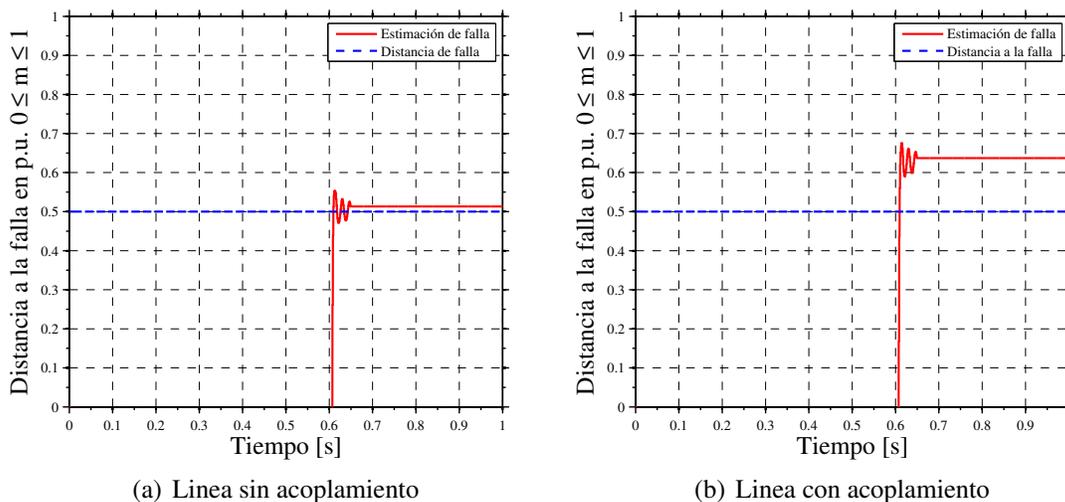


Figura 2.6. Respuesta del algoritmo Reactancia

línea. Sin embargo para la línea con acoplamiento mutuo la respuesta no es acertada pues presenta un error de aproximadamente 26 % lo cual es crítico en el caso de líneas largas.

2.4.3. Evaluación del algoritmo Takagi Modificado

En la Figura 2.8 se muestra la respuesta del algoritmo Takagi Modificado; este algoritmo hace una corrección angular a una estimación previa de la distancia de falla utilizando la corriente de secuencia cero medida en el terminal donde esta ubicado el localizador de falla además de que no asume que el sistema es homogéneo y utiliza el ángulo del factor de distribución de corriente para realizar dicha corrección. Puede apreciarse en Figura 2.8 (a) que el algoritmo es bastante preciso en el primer escenario sin embargo para el segundo escenario mostrado en la Figura 2.8 (b), tiene un error aproximado del 27 %, lo que hace que sea poco confiable.

2.4.4. Evaluación del algoritmo Eriksson

En la Figura 2.9 se muestra la respuesta del algoritmo Eriksson. Se observa que el primer escenario mostrado en la Figura 2.9 (a) tiene muy buena respuesta en el cálculo de la distancia de falla, sin embargo, en el segundo escenario no hay precisión, por lo que el algoritmo no es confiable en

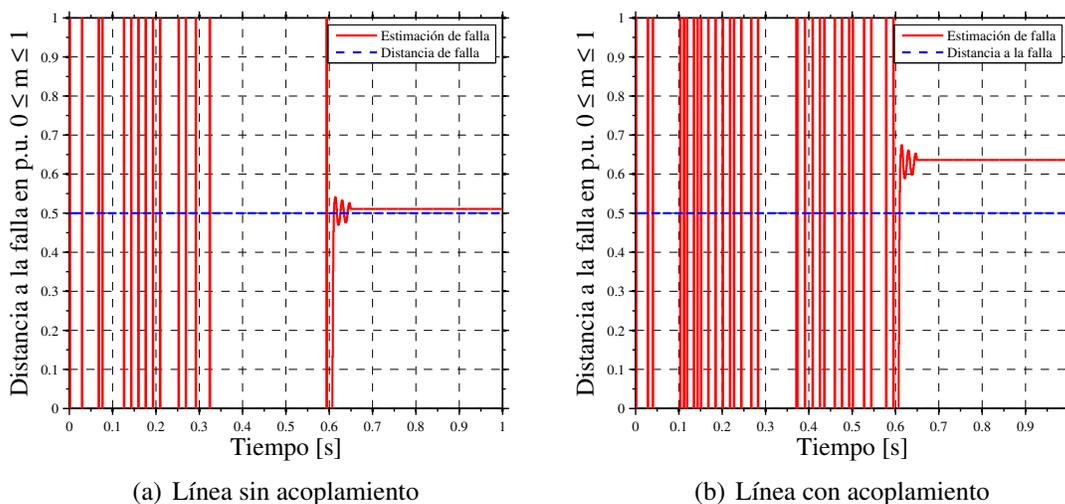


Figura 2.7. Respuesta del algoritmo Takagi

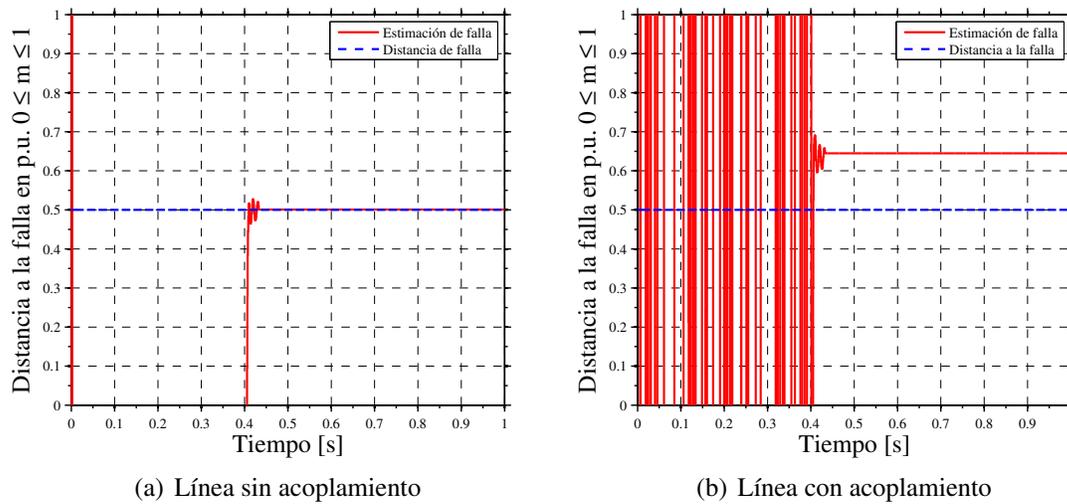


Figura 2.8. Respuesta del algoritmo Takagi Modificado

este caso. Cabe destacar que el error para el segundo escenario es aproximadamente 27 % lo que implica una longitud importante del total de la línea protegida.

2.4.5. Evaluación del algoritmo Novosel

En la Figura 2.10 se muestra la respuesta del algoritmo Novosel. Se observa que el primer escenario mostrado en la Figura 2.10 (a) el algoritmo tiene muy buena precisión pues la distancia de falla

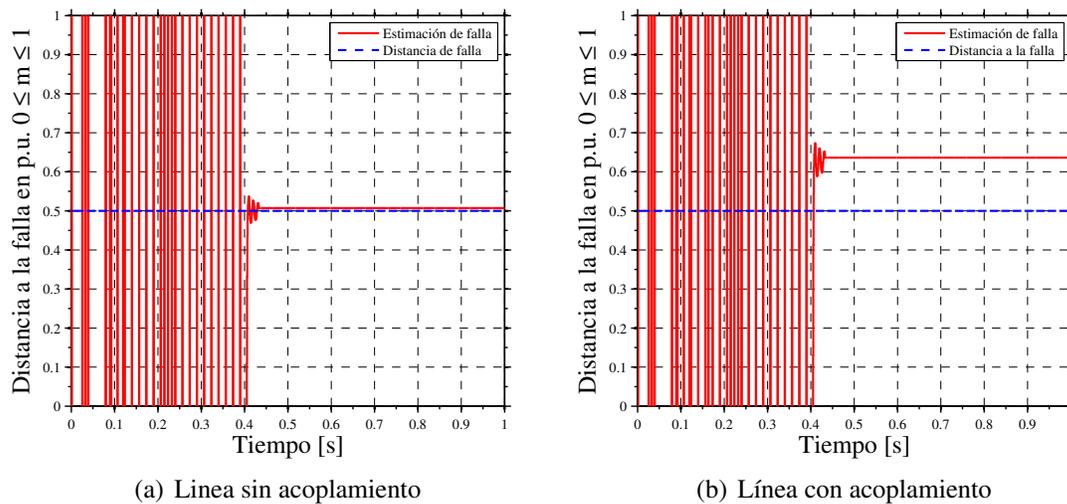


Figura 2.9. Respuesta del algoritmo Eriksson

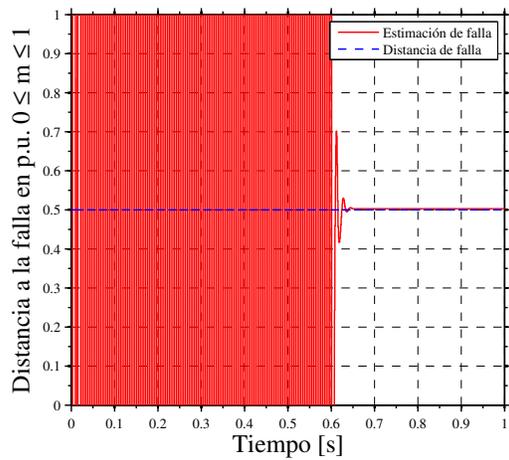
calculada está muy cerca del valor real, por otro lado, para el segundo escenario mostrado en la Figura 2.10 (b) la precisión no es buena pues el cálculo de la distancia de falla tiene aproximadamente 25 % de error lo que implica que el algoritmo no sirve en este escenario.

2.4.6. Evaluación del algoritmo de Takagi modificado por Schweitzer

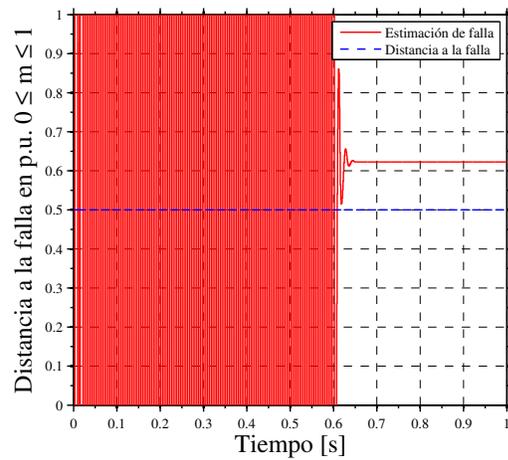
La evaluación del algoritmo de Takagi modificado por Schweitzer se muestra en la Figura 2.11. En la Figura 2.11 (a) se muestra el desempeño del algoritmo para el primer escenario donde se aprecia que al igual que el resto de los algoritmos para el primer escenario la precisión es bastante acertada, sin embargo, en el segundo escenario el algoritmo pierde precisión con aproximadamente un 26 % de error sobre la distancia de la línea.

2.5. Análisis de Resultados

Cada algoritmo de localización de fallas hace distintas consideraciones para resolver el problema del desconocimiento de la información del extremo opuesto de la línea de transmisión protegida. En la Tabla 2.3 se comparan los resultados de los algoritmos de un solo terminal descritos en este capítulo; se puede concluir que, en el caso de las líneas sencillas, los algoritmos prácticamente resuelven el problema de no tener información del extremo remoto de la línea, con un error máximo del 1 %, sin embargo, cuando existe acoplamiento mutuo, el error se incrementa hasta un promedio de 26 %. La respuesta oscilatoria en algunos de los algoritmos se debe a que se está evaluando la distancia de falla utilizando señales de estado estable (sin falla); esto se resuelve utilizando un detector de fallas que activa el localizador una vez que se determina que existe una falla en la línea de transmisión.

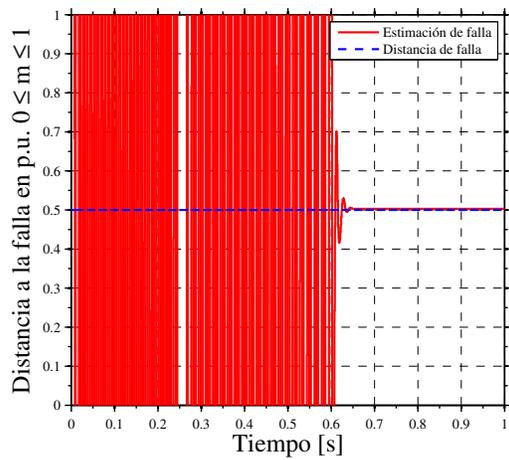


(a) Línea sin acoplamiento

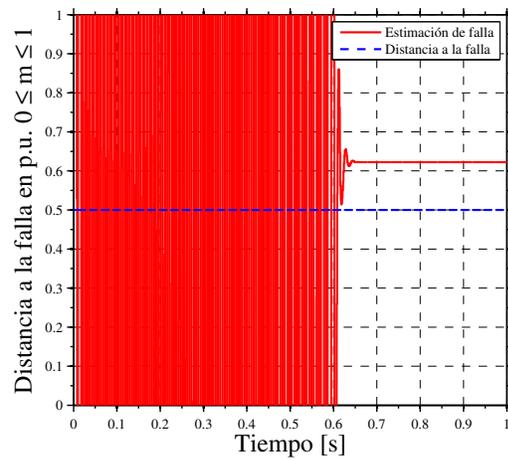


(b) Línea con acoplamiento

Figura 2.10. Respuesta del algoritmo Novosel



(a) Línea sin acoplamiento



(b) Línea con acoplamiento

Figura 2.11. Respuesta del algoritmo Takagi modificado por Schweitzer

Tabla 2.3. Precisión de los algoritmos de localización de fallas de un solo terminal.

Algoritmos	1 ^{er} Escenario(m)	Precisión(%)	2 ^{do} Escenario(m)	Precisión(%)
Reactancia	0.5096	98.08	0.6374	75.52
Takagi	0.5072	98.56	0.6366	72.68
Takagi Mod.	0.5010	99.80	0.6447	71.06
Eriksson	0.5071	98.58	0.6360	72.80
Novosel	0.5030	99.40	0.6225	75.50
Tak-Schw.	0.5035	99.30	0.6230	75.40

2.6. Conclusiones del capítulo

En este capítulo se hizo una descripción de los algoritmos de localización de fallas de un solo terminal basados en la impedancia. Estos algoritmos tienen buena precisión en la estimación del lugar de falla en casos de línea aislada. Sin embargo, cuando existe acoplamiento mutuo (líneas paralelas o próximas) o altos valores de resistencia de falla, la precisión de estos algoritmos se reduce alcanzando errores de más del 20 %, respecto a la longitud de la línea protegida. Una consideración que hacen los algoritmos de un solo terminal es que la diferencia angular entre ambos extremos de la línea es pequeña, sin embargo, cuando esto no se cumple, se requiere conocer las impedancias del equivalente de Thevenin, que son datos por lo general desconocidos; este dato se puede estimar de los datos de falla, lo cual mejora la precisión de los algoritmos.

Capítulo 3

Estimación del voltaje de falla

3.1. Introducción

Los algoritmos para localización de fallas de un solo terminal en líneas de transmisión basados en la medición de impedancia, son algoritmos sencillos y capaces de proporcionar una respuesta bastante acertada sobre la ubicación de una falla en una línea de transmisión [1]. Estos algoritmos se diseñan para estimar la localización de las fallas de las líneas de transmisión con el uso de los voltajes y corrientes medidos por el localizador de fallas colocado en una terminal de la línea de transmisión. El objetivo es procesar los datos de voltaje y corriente en los periodos de prefalla y falla y determinar el punto de falla. Como estos algoritmos utilizan información de un solo extremo de la línea, tienen un error de estimación del lugar de falla mayor del 5 % de la longitud de la línea, que en muchos es excesivo y tendría como consecuencia una demora en la localización del punto de falla y en consecuencia un aumento en el tiempo de restauración del servicio a los usuarios. Este problema se puede resolver de dos formas, a) con los algoritmos de dos terminales, que comparten los datos de voltaje y corriente entre ambos terminales de la línea a través de un canal de comunicaciones, b) estimando la información de un extremo de la línea partir de los datos de extremo opuesto.

El algoritmo propuesto en este artículo estima el voltaje en el punto de falla tomando como referencia los fasores de voltaje y corriente de componente fundamental medidos en un extremo; como

el voltaje en el punto de falla no se puede medir debido a la naturaleza estocástica del punto donde puede ocurrir la falla, la idea es realizar un estimado inicial del voltaje de falla, y mejorar este valor estimado utilizando el método iterativo de Newton Raphson [15]. El objetivo es mejorar el error de estimación de los algoritmos de localización de falla de un solo terminal mediante la estimación del voltaje en el punto falla.

3.2. Algoritmo de estimación del voltaje de falla

La estimación del voltaje de falla se hace utilizando el método iterativo Newton Raphson que inicia a partir de las ecuaciones de flujo de potencia activa y reactiva a través de una línea de transmisión.

Las ecuaciones para la potencia activa y reactiva son:

$$P_S = \frac{|V_S||V_R|}{Z_{SR}} \text{sen}(\delta_S - \delta_R) \quad (3.1)$$

$$Q_S = \frac{|V_S|^2 - |V_S||V_R|}{Z_{SR}} \text{cos}(\delta_S - \delta_R) \quad (3.2)$$

donde los subíndices S y R indican las terminales de la línea de transmisión, esto se muestra en la Figura 3.1, además las flechas en el nodo S muestran los sentidos que los flujos de potencia pueden tener según la configuración de la red. Para el análisis del algoritmo de estimación de voltaje, el localizador de fallas se coloca en el nodo S y el punto de falla F en algún lugar sobre la línea de transmisión por lo que el extremo R sale de las ecuaciones de flujo de potencia. Considerando el caso de fallas a tierra, que son las de mayor incidencia en una línea transmisión, se tendrá un valor de resistencia de falla debido al arco eléctrico que se presenta en el momento del cortocircuito y la resistencia del retorno por tierra. Este valor de resistencia de tierra se debe sumar al valor

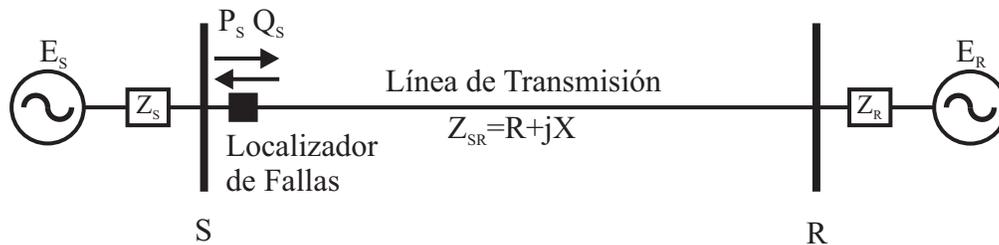


Figura 3.1. Flujo de potencia activa y reactiva en el nodo S

de la impedancia entre el localizador y el punto de falla. Debido a esto, el algoritmo propuesto de estimación de voltaje asume que la parte resistiva de la impedancia de línea es despreciable y además que la resistencia de falla está implícita en la estimación del voltaje, es decir, en el voltaje estimado ya se considera el efecto de la resistencia de falla esto se muestra en la Figura 3.2. Al asumir que la resistencia de la línea es despreciable y que el nuevo punto (nodo) para el análisis del flujo de potencia es F en (3.1) y (3.2) el término Z_{SR} se convierte en:

$$X_{SF} = \text{Im}(Z_{SF}) \quad (3.3)$$

esto se muestra en el diagrama fasorial de la Figura 3.3. Las ecuaciones modificadas de flujo de potencia activa y reactiva son:

$$P_S = \frac{|V_F||V_S|}{X_{SF}} \text{sen}(\delta_F - \delta_S) \quad (3.4)$$

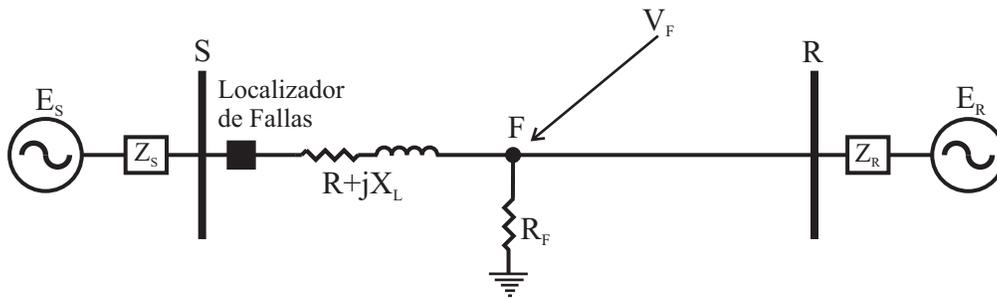


Figura 3.2. Estimación del voltaje de falla con R_F incluida

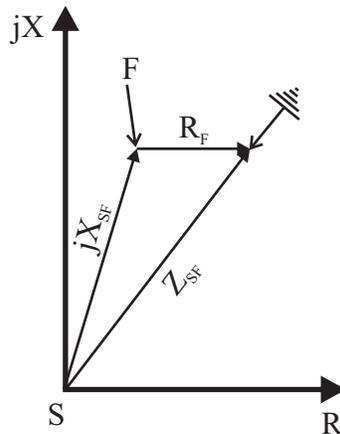


Figura 3.3. Diagrama fasorial del nodo S al punto de falla F

$$Q_S = \frac{|V_F^2| - |V_F||V_S|}{X_{SF}} \cos(\delta_F - \delta_S) \quad (3.5)$$

donde la forma del término V_S depende del tipo de falla tal como se muestra en la Tabla 2.1. Las variables que se desea estimar en (3.4) y (3.5) con ayuda del método Newton Raphson son V_F , δ_F y X_{SF} . El algoritmo comienza calculando los valores iniciales para las variables desconocidas.

A partir de datos almacenados de voltaje y corriente de falla la impedancia entre el nodo S y el punto de falla F se calcula como:

$$Z_{SF} = \frac{V_S}{\Delta I_S} \quad (3.6)$$

donde ΔI_S está definido en la Tabla 2.1. El valor obtenido en (3.6) es la impedancia medida por el localizador de falla desde el extremo donde esta ubicado hasta el lugar de falla (incluido el error por resistencia de falla), por lo que se utiliza (3.3) para conocer el valor de X_{SF} . Con el valor obtenido en (3.3) se calcula la condición inicial del voltaje de falla tal como se muestra:

$$V_F^{(0)} = V_S - I_S \cdot Z_{SF} \quad (3.7)$$

donde $V_F^{(0)}$ es un fasor.

Una vez obtenidos los valores iniciales de (3.4) y (3.5) se inicia con el proceso iterativo.

$$P_S^{(k)} = \frac{|V_F^{(k)}||V_S|}{X_{SF}} \text{sen}(\delta_F^{(k)} - \delta_S) \quad (3.8)$$

$$Q_S^{(k)} = \frac{|V_F^{(k)2}| - |V_F^{(k)}||V_S|}{X_{SF}} \cos(\delta_F^{(k)} - \delta_S) \quad (3.9)$$

Posteriormente se calcula el cambio en la potencia activa y reactiva como:

$$\Delta P = P_S - P_S^{(k)} \quad (3.10)$$

$$\Delta Q = Q_S - Q_S^{(k)} \quad (3.11)$$

donde P_S y Q_S en (3.10) y (3.11) respectivamente, son las potencias medidas por el localizador de fallas. Definiendo el ángulo del voltaje de falla $\delta_F^{(k)}$ como la variable 1 y la magnitud del voltaje de

falla $V_F^{(k)}$ como la variable 2 la matriz Jacobiana queda definida como:

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_S^{(k)}}{\partial \delta_F} & \frac{\partial P_S^{(k)}}{\partial V_F} \\ \frac{\partial Q_S^{(k)}}{\partial \delta_F} & \frac{\partial Q_S^{(k)}}{\partial V_F} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{V_F^{(k)} V_S}{X_{SF}} \cos(\delta_F^{(k)} - \delta_S) & \frac{V_S}{X_{SF}} \sin(\delta_F^{(k)} - \delta_S) \\ \frac{V_F^{(k)} V_S}{X_{SF}} \sin(\delta_F^{(k)} - \delta_S) & \frac{2V_F^{(k)} - V_S}{X_{SF}} \cos(\delta_F^{(k)} - \delta_S) \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

donde el cambio en las variables 1 y 2 se obtiene de despejar de (3.13) quedando como se muestra en (3.14):

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_F \\ \Delta V_F \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta_F \\ \Delta V_F \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

Los nuevos valores estimados para las variables están dados por:

$$\delta_F^{(k+1)} = \delta_F^{(k)} + \Delta \delta_F \quad (3.15)$$

$$V_F^{(k+1)} = V_F^{(k)} + \Delta V_F \quad (3.16)$$

Una vez que son encontrados los nuevos valores estimados $V_F^{(k+1)}$ y $\delta_F^{(k+1)}$ se actualiza el nuevo valor de X_{SF} como:

$$X_{SF} = \text{Im} \left\{ \frac{V_S - V_F^{(k+1)}}{\Delta I_S} \right\} \quad (3.17)$$

Al igual que (3.15) y (3.16), (3.17) se actualiza en (3.8) y (3.9) para que de esta manera continúe el proceso iterativo hasta llegar a la convergencia con un nivel de tolerancia deseado, por ejemplo:

$$V_F^{(k+1)} - V_F^{(k)} \leq 0.001 \quad (3.18)$$

3.3. Pruebas del algoritmo de estimación de voltaje

En esta sección se simularon distintos tipos de fallas en una línea de transmisión de 230 kV de 100 km de longitud, se obtendrán las estimaciones tanto de magnitud de voltaje falla así como de su correspondiente ángulo y se hará una comparación con los datos obtenidos a través de mediciones en el punto de falla. Los escenarios que se describirán a continuación dependen de factores tales como: ángulo del voltaje en cada extremo de la línea, resistencia de falla y distancia de falla, sin embargo, dichos factores están implícitos en la estimación del voltaje; en todos los casos la falla ocurre en 0.6 segundos y es despejada por disparo tripolar en 0.65 segundos.

3.3.1. Falla de línea a tierra

La falla de línea a tierra es el tipo de falla mas común en los sistemas de transmisión con mas del 90 % del total de fallas que se presentan, la fase fallada sufre una depresión de voltaje y un incremento en la corriente que depende de la trayectoria de falla y del nodo en el cual se estén tomando mediciones, sin embargo, no es critica si es despejada en un lapso de tiempo corto pues las fases sanas ayudan a que continúe gran parte del flujo de potencia. A continuación se muestra en las Figuras 3.4 y 3.5 la magnitud y ángulo respectivamente, del voltaje de falla que se presenta durante una falla de línea a tierra en la fase A. Se muestra en las Figuras 3.4 y 3.5 que los datos estimados difieren de manera considerable con los datos medidos, sin embargo, puede observarse que el voltaje y ángulo estimados alcanzan un estado estable durante la falla, esto se debe a que gran parte de la potencia que fluye en estado estable por la línea sigue su trayectoria por las dos fases sanas restantes. Se muestra también el caso correspondiente para la línea con acoplamiento mutuo, que se describe en las Figuras 3.6 y 3.7. Puede observarse que para esta falla el acoplamiento mutuo hace que el algoritmo de estimación sea más preciso en la magnitud del voltaje mas no así en el ángulo.

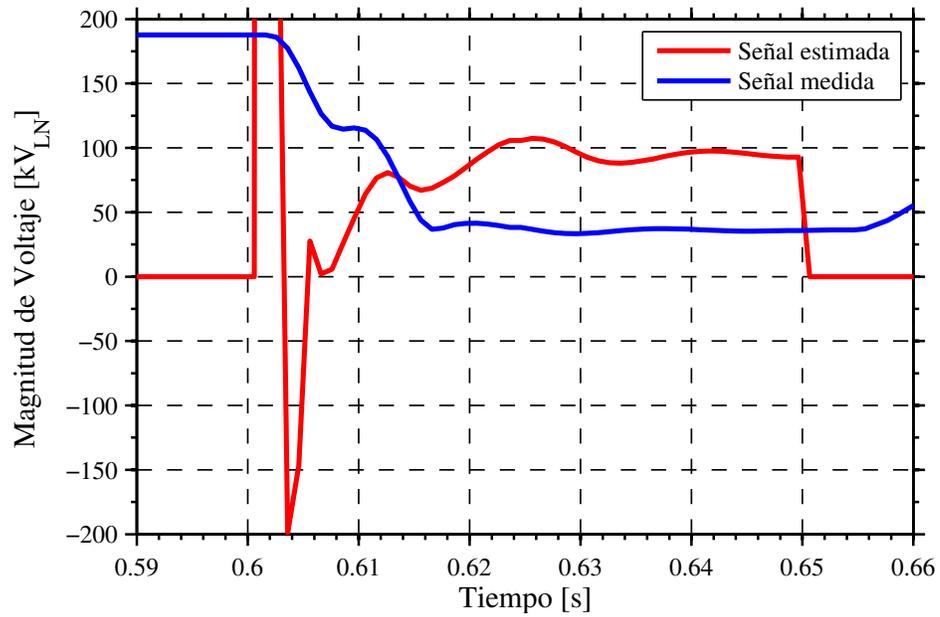


Figura 3.4. Comparación de la magnitud del voltaje de falla de línea a tierra (línea sin acoplamiento).

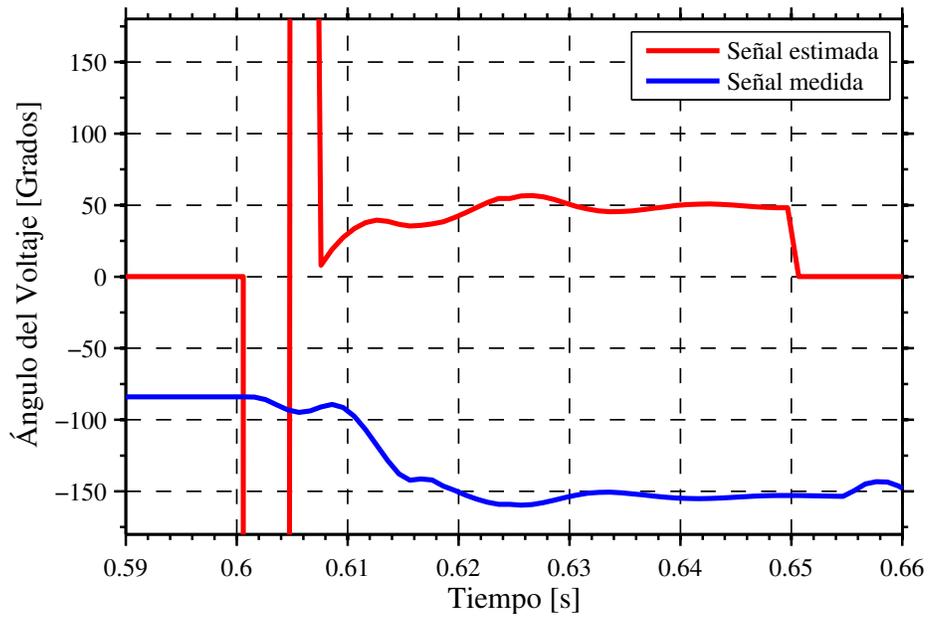


Figura 3.5. Comparación del ángulo del voltaje de falla de línea a tierra (línea sin acoplamiento).

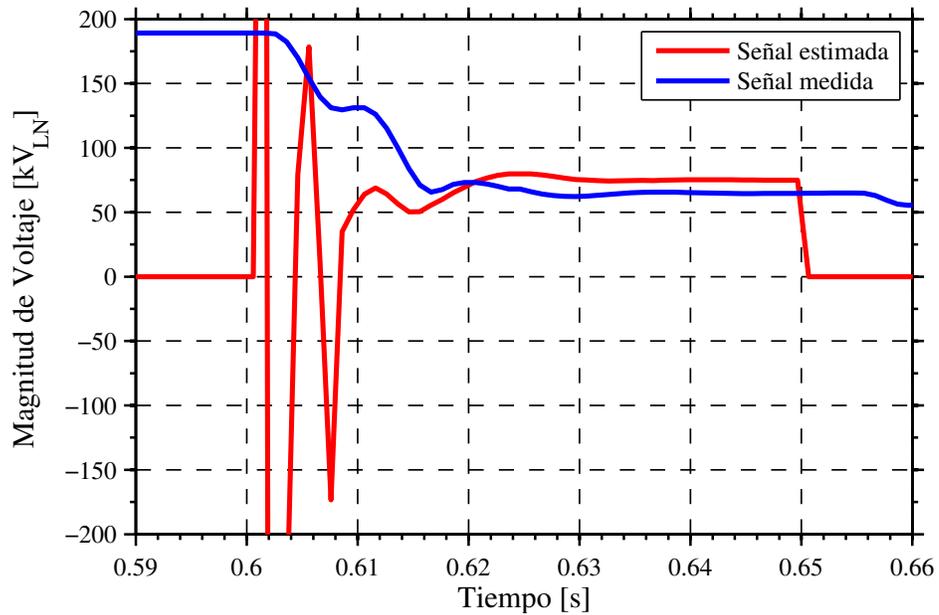


Figura 3.6. Comparación de la magnitud del voltaje de falla de línea a tierra (línea con acoplamiento).

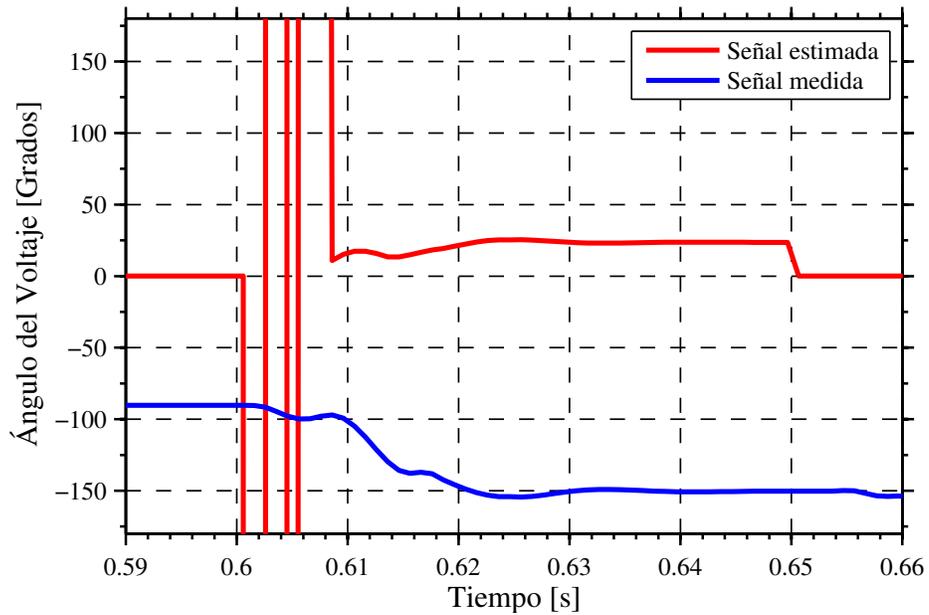


Figura 3.7. Comparación del ángulo del voltaje de falla de línea a tierra (línea con acoplamiento).

3.3.2. Falla de doble línea a tierra

La falla de doble línea a tierra es otro tipo de falla menos común que la falla de línea a tierra, sin embargo, es mas severa dado que restringe mucho mas el flujo de potencia por la línea. A

continuación se muestra en las Figuras 3.8 y 3.9 respectivamente el voltaje y ángulo para una falla de doble línea a tierra tomando en cuenta que el voltaje en una falla de este tipo esta compuesto por la resta del voltaje de la fase A menos el voltaje de la fase B, $V_{AB} = V_A - V_B$ cuando esta sucede entre las fases A y B. Puede observarse que tanto la magnitud como el ángulo del voltaje de falla alcanzan un estado cuasi estable después de que transcurre por completo la máxima caída del voltaje de falla. Además se muestra que el estimado de la magnitud del voltaje difiere de manera considerable respecto a lo medido en el punto de falla sin embargo la estimación del ángulo muestra información muy cercana a la medida en el punto de falla.

Por otro lado la estimación de voltaje también se hizo para el escenario con acoplamiento mutuo y los resultados se observan en las Figuras 3.10 y 3.11, en este caso tanto el resultado del voltaje como el de ángulo estimados difieren de manera considerable de lo medido en el punto de falla.

3.3.3. Falla trifásica

La falla trifásica en una línea de transmisión es poco probable que aparezca sin embargo es muy severa dado que estrangula el 100 % de la potencia que fluye por la línea esto provoca que el

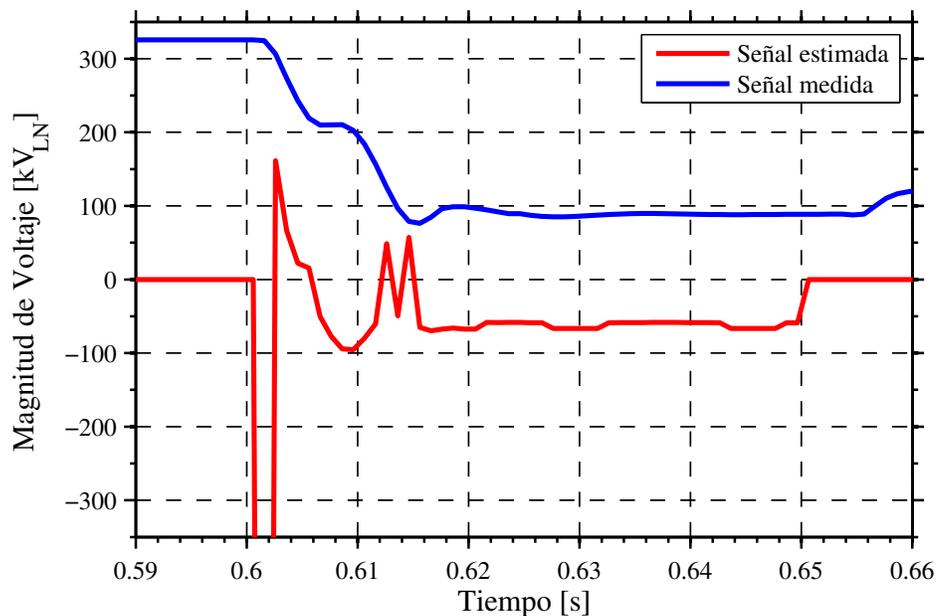


Figura 3.8. Comparación de la magnitud de voltaje de falla de doble línea a tierra (línea sin acoplamiento).

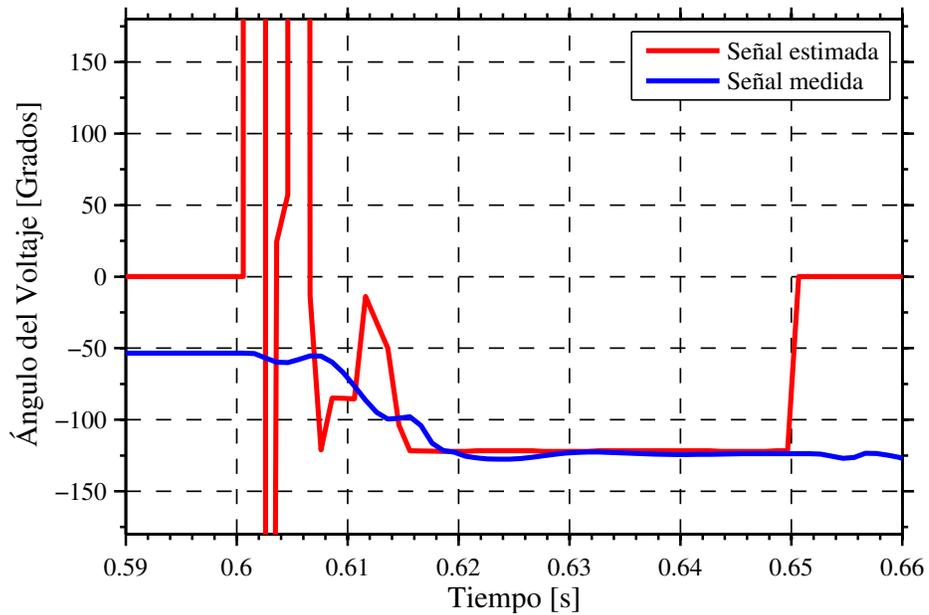


Figura 3.9. Comparación del ángulo de voltaje de falla de doble línea a tierra (línea sin acoplamiento).

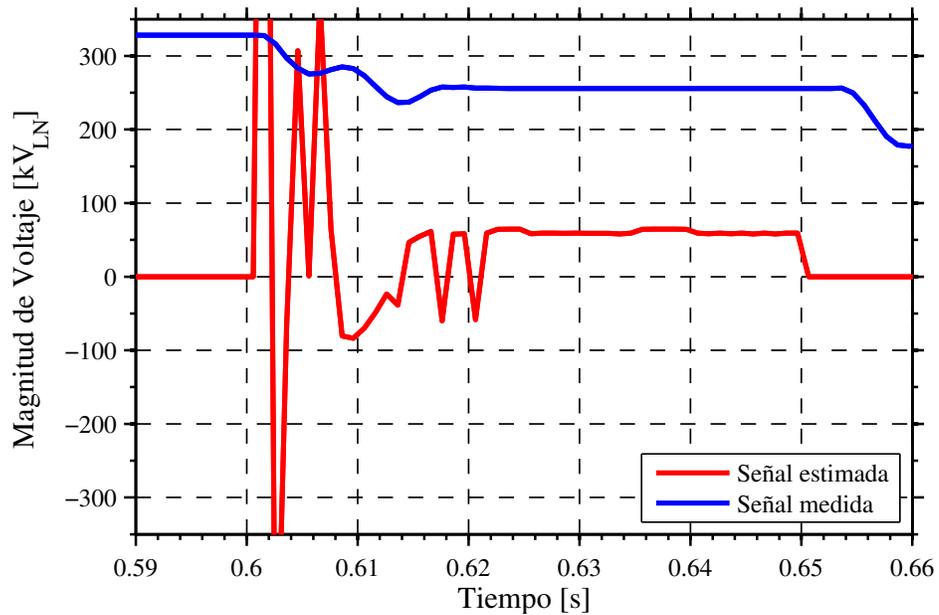


Figura 3.10. Comparación de la magnitud de voltaje de falla de doble línea a tierra (línea con acoplamiento).

sistema de potencia pierda estabilidad y pase a una zona de vulnerabilidad dado que el reacomodo de los flujos de potencia puede llegar a sobrecargar enlaces que no sean muy fuertes. Debido a que

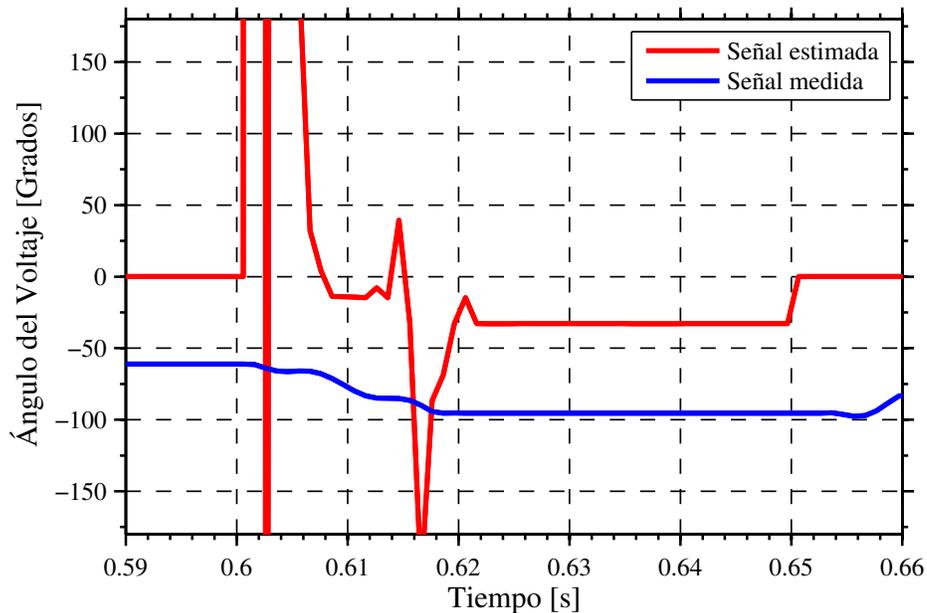


Figura 3.11. Comparación del ángulo de voltaje de falla de doble línea a tierra (línea con acoplamiento).

es una falla muy dañina y demanda mucha corriente de los sistemas equivalentes en cada extremo de la línea de transmisión, esto se ve reflejado es la estimación del voltaje pues debe recordarse que la potencia activa y reactiva son términos involucrados en el algoritmo de estimación del voltaje de falla. Se muestra en las Figuras 3.12 y 3.13 la magnitud y el ángulo del voltaje de falla trifásica donde puede observarse que las estimaciones son totalmente fallidas a causa de que la potencia que fluye por la línea cae a cero. Para el caso donde la línea de transmisión tiene acoplamiento mutuo el voltaje y ángulo estimado se muestran en las Figuras 3.14 y 3.15 y al igual que en las Figuras 3.12 y 3.13 los resultados no son buenos pues presentan cambios muy importantes y drásticos en la señal estimada.

3.4. Resumen

En este capítulo se describió un algoritmo para estimar el voltaje de falla en una línea de transmisión; el algoritmo está basado en el método iterativo Newton Raphson y comienza a partir de las ecuaciones de flujo de potencia activa y reactiva a través de una línea de transmisión, utiliza

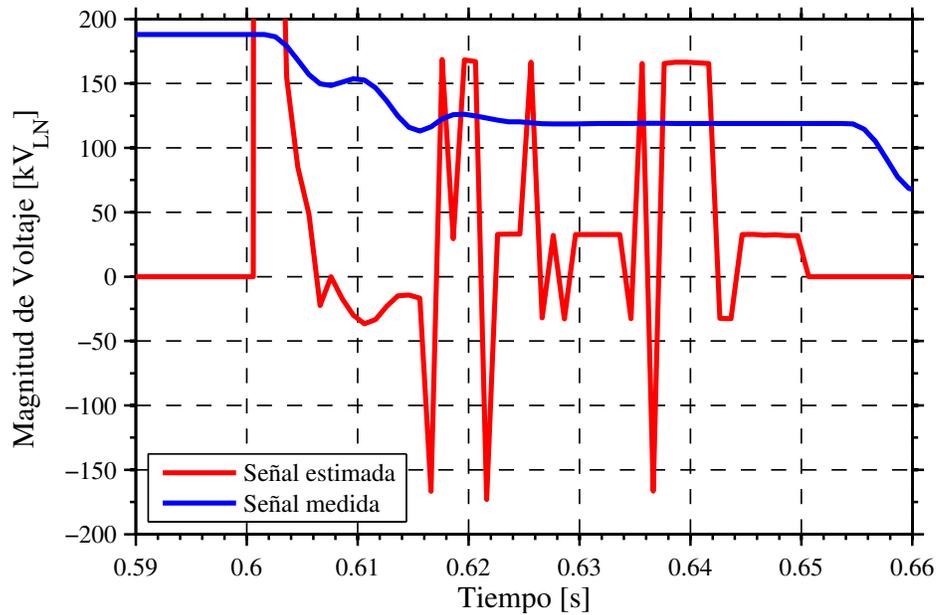


Figura 3.12. Comparación de la magnitud de voltaje de falla trifásica (línea sin acoplamiento).

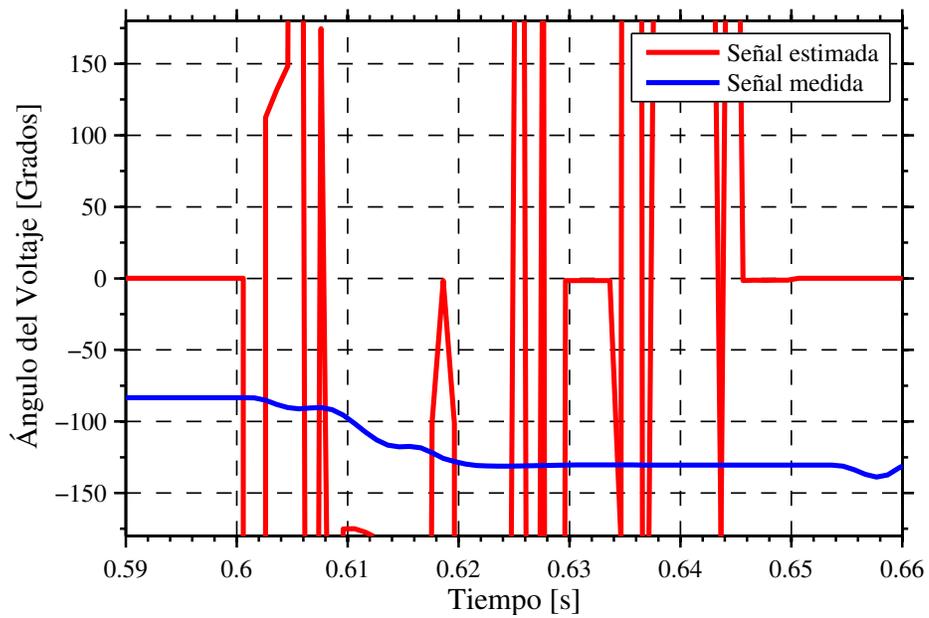


Figura 3.13. Comparación del ángulo de voltaje de falla trifásica (línea sin acoplamiento).

solamente fasores de la componente fundamental de voltaje y corriente como entradas además de que asume que la resistencia de falla está implícita en el resultado que se obtiene de la estimación. El algoritmo fue probado para la falla de línea a tierra, la falla de doble línea a tierra y la falla trifásica, tanto para una línea sin acoplamiento mutuo, así como para una línea con acoplamiento

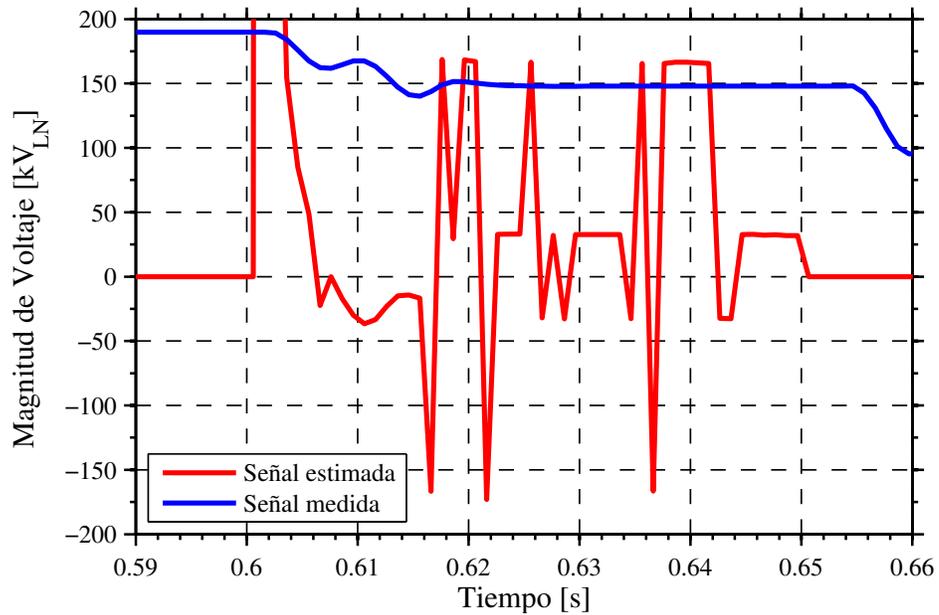


Figura 3.14. Comparación de la magnitud de voltaje de falla trifásica (línea con acoplamiento).

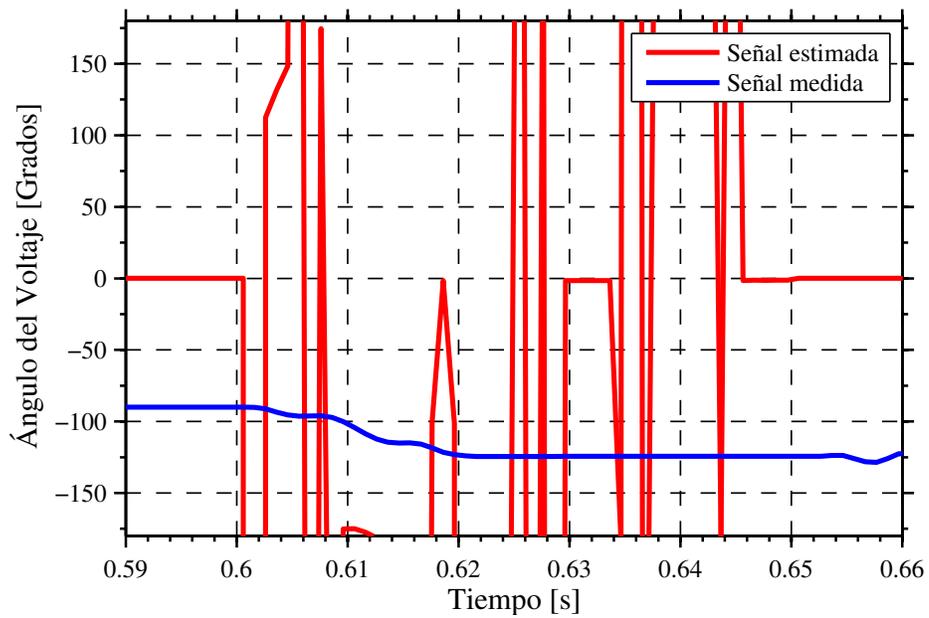


Figura 3.15. Comparación del ángulo de voltaje de falla trifásica (línea con acoplamiento).

mutuo. Se observó que los resultados de las estimaciones difieren de manera considerable de las mediciones realizadas en el punto de falla, sin embargo, cabe mencionar que los estimados al menos para las dos primeras fallas alcanzan estados cuasi estables lo que será de mucha utilidad para mejorar la precisión de los algoritmos de localización de fallas de un solo terminal.

3.5. Conclusiones del capítulo

Se concluye que el algoritmo de estimación de voltaje depende de manera importante del flujo de potencia por la línea durante una falla ya que los estimados más cercanos a las mediciones fueron los obtenidos para las fallas monofásicas sin importar el acoplamiento mutuo, además de que las señales estimadas para esta falla no tienen distorsión como en el caso de las fallas trifásicas. El aspecto realmente relevante de la estimación del voltaje no es conocer el voltaje en el punto de falla, sino conocer el ángulo que tiene este en el punto de falla. Los algoritmos de localización de fallas de un solo terminal como el Takagi utilizan un término llamado factor de distribución de corriente el cual delimita la aportación de corriente de cada extremo de la línea de transmisión, éste término se incluye en el algoritmo y es el mismo para ambos extremos de la línea de transmisión; éste término depende del ángulo entre las fuentes equivalentes.

Capítulo 4

Modificación de los algoritmos convencionales de localización de fallas de un solo terminal

4.1. Introducción

En el capítulo dos se analizaron los principales algoritmos de localización de fallas basados en la impedancia utilizando información de un solo terminal de la línea de transmisión [2] destacándose que dichos algoritmos son precisos para sistemas homogéneos, líneas de transmisión sin acoplamiento mutuo y la consideración de que la resistencia de falla es prácticamente despreciable, sin embargo, para el caso particular del acoplamiento mutuo los algoritmos tienen pérdidas de precisión muy significativas pues su matriz de impedancia es modificada de manera considerable debido a este efecto. Por otro lado, en el capítulo tres se presentó un algoritmo para estimar el fasor de voltaje en el punto de falla, el cual asume que la resistencia de falla está implícita en la estimación del voltaje de falla y solo depende de información de un solo terminal de la línea de transmisión.

En este capítulo se describirá de manera breve un algoritmo utilizado para estimar la impedancia equivalente (Thevenin) vista detrás del nodo donde se encuentra el localizador de fallas y se presentarán las modificaciones hechas sobre los algoritmos Reactancia y Takagi, así como las nuevas

consideraciones hechas sobre el algoritmo Eriksson. Finalmente, se presentaran los resultados de simulación de los algoritmos modificados de localización de fallas.

4.2. Modificaciones a los algoritmos de localización de fallas utilizando la estimación del voltaje de falla

En esta sección se hacen las modificaciones a las ecuaciones características para la obtención de la distancia de falla en los algoritmos Reactancia y Takagi utilizando el algoritmo de estimación de voltaje de falla descrito en el capítulo 3.

4.2.1. Algoritmo Reactancia Modificado

La modificación que se propone en el algoritmo Reactancia consiste en obtener la distancia de falla a partir de comparar la reactancia total de la línea de transmisión con la reactancia obtenida por medio de la estimación del voltaje de falla en (3.17), dado que este dato se actualiza en el algoritmo para cada muestra de las señales y se almacena cuando converge. Por lo tanto, el numerador del cálculo de la distancia de falla m en (2.5) del algoritmo Reactancia ahora es lo obtenido en (3.17), tal como se muestra a continuación:

$$m = \frac{X_{SF}}{Im(Z_L)} \quad (4.1)$$

El utilizar (4.1) toma como ventaja el despreciar la no homogeneidad del sistema, así como incluir de manera implícita la resistencia de falla, ya que las señales de voltaje y corriente utilizadas en el algoritmo de estimación del voltaje de falla así lo sugieren.

4.2.2. Algoritmo Takagi Modificado

El algoritmo Takagi es modificado bajo la premisa de que el sistema es no homogéneo, lo cual sucede en la realidad. Aunque este algoritmo utiliza la corriente de falla pura ΔI_S para minimizar el error de reactancia causado por la carga del sistema, el factor de distribución de corriente funciona

como un compensador ya que este involucra la impedancia de secuencia positiva de los equivalentes de Thevenin de ambos extremos, así como la corriente de falla durante un cortocircuito. El factor de distribución de corriente es definido como:

$$FD = d_S \angle \beta^\circ = d_S \cdot e^{j\beta} \quad (4.2)$$

Por lo tanto,(2.8) se ve modificada como se muestra a continuación:

$$m = \frac{\text{Im}(V_S \cdot \Delta I_S^* \cdot e^{j\beta})}{\text{Im}(Z_L \cdot I_S \cdot \Delta I_S^* \cdot e^{j\beta})} \quad (4.3)$$

Dado que el factor de distribución de corriente implica conocer el equivalente de Thevenin del extremo remoto, esta modificación propone utilizar el ángulo del voltaje de falla estimado δ_F ya que este ángulo es el mismo visto desde ambos extremos de la línea de transmisión. Por esto (4.3) ahora aparece como se muestra:

$$m = \frac{\text{Im}(V_S \cdot \Delta I_S^* \cdot e^{j\delta_F})}{\text{Im}(V_S \cdot I_S \cdot \Delta I_S^* \cdot e^{j\delta_F})} \quad (4.4)$$

4.2.3. Demostración de los algoritmos Reactancia y Takagi Modificados

Los algoritmos Reactancia Modificado y Takagi Modificado serán evaluados utilizando los paquetes PSCAD y MATLAB para dos escenarios. El primer escenario es una línea de transmisión que une dos sistemas tal como se muestra en la Figura 4.1 (a). El segundo escenario es un sistema que consiste en un par de líneas paralelas acopladas mutuamente las cuales unen dos sistemas, esto se muestra en la Figura 4.1 (b). La configuración de conductores se muestra en la Figura 2.5 y la información de los sistemas equivalentes se muestra en la Tabla 2.2. Para ambos escenarios la línea es de 100 km y opera a 230 kV. Las matrices de impedancias de los escenarios son las siguientes:

$$Z_{abc1} = \begin{bmatrix} 13.93 + j78.01 & 10.42 + j27.91 & 10.42 + j27.91 \\ 10.42 + j27.91 & 13.93 + j78.01 & 10.42 + j27.91 \\ 10.42 + j27.91 & 10.42 + j27.91 & 13.93 + j78.01 \end{bmatrix} \Omega$$

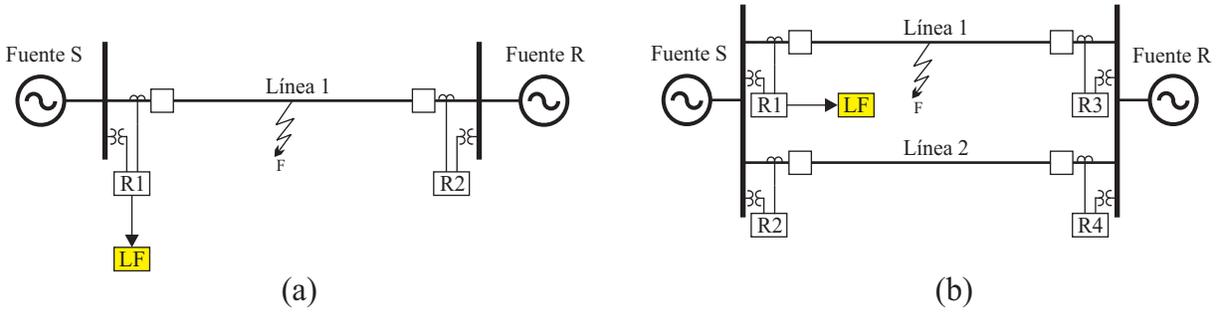


Figura 4.1. Sistemas equivalentes de los escenarios de prueba, (a) Primer escenario, (b) Segundo escenario

$$Z_{abc1-2} = \begin{bmatrix} 14.54 + j77.62 & 11.03 + j36.58 & 11.03 + j36.58 & 10.99 + j28.06 & 10.99 + j28.06 & 10.99 + j28.06 \\ 11.03 + j36.58 & 14.54 + j77.62 & 11.03 + j36.58 & 10.99 + j28.06 & 10.99 + j28.06 & 10.99 + j28.06 \\ 11.03 + j36.58 & 11.03 + j36.58 & 14.54 + j77.62 & 10.99 + j28.06 & 10.99 + j28.06 & 10.99 + j28.06 \\ \hline 10.99 + j28.06 & 10.99 + j28.06 & 10.99 + j28.06 & 14.54 + j77.62 & 11.03 + j36.58 & 11.03 + j36.58 \\ 10.99 + j28.06 & 10.99 + j28.06 & 10.99 + j28.06 & 11.03 + j36.58 & 14.54 + j77.62 & 11.03 + j36.58 \\ 10.99 + j28.06 & 10.99 + j28.06 & 10.99 + j28.06 & 11.03 + j36.58 & 11.03 + j36.58 & 14.54 + j77.62 \end{bmatrix} \Omega$$

donde el nivel de asimetría debido al acoplamiento mutuo se refleja en las impedancias de secuencia positiva y cero, mientras que para la línea sencilla la impedancia de secuencia positiva es $Z_1 = 0.72 + j17.93\Omega$, para la línea con acoplamiento mutuo es $Z_1 = 3.51 + j50.10\Omega$. Lo mismo sucede con la impedancia de secuencia cero, mientras que para la línea sencilla se tiene $Z_0 = 2.38 + j14.79\Omega$ la línea con acoplamiento mutuo tiene $Z_0 = 34.8 + j133.85\Omega$.

Las especificaciones de la falla son las mismas para el primer y segundo escenario y se enlistan a continuación:

- Tiempo total de simulación de 1 segundo.
- Falla de línea a tierra A-G, al 50 % de la línea.
- Inicio de la falla en 0.6 segundos, 3 ciclos de duración, posteriormente hay disparo tripolar.
- Resistencia de falla de 5 ohms.
- Diferencia angular entre las equivalentes S y R de 8° .

El algoritmo Reactancia es el primero en ser evaluado; en la Figura 4.2 (a) y (b) se muestra la distancia de falla calculada por el algoritmo original y la distancia calculada por el algoritmo modificado respectivamente, esto para el primer escenario. Puede observarse que el algoritmo original presenta muy buena precisión, mientras el algoritmo modificado presenta una diferencia un poco más considerable, sin embargo, en las Figuras 4.3 (a) y (b) se presenta la respuesta para el segundo caso, se observa que mientras el algoritmo original pierde precisión en presencia del acoplamiento mutuo, el algoritmo modificado responde de una manera bastante acertada. Nótese que la distancia de falla está dada en p.u.

El algoritmo Takagi también fue evaluado para ambos casos, en las Figuras 4.4 (a) y (b) se muestra la respuesta del algoritmo original y del algoritmo modificado, se observa que el cálculo y la estimación de la distancia de falla son prácticamente iguales para el primer escenario mientras que para el segundo escenario, Figuras 4.5 (a) y (b) el algoritmo modificado presenta una estimación del lugar de falla muy acertada, cabe resaltar que la dinámica de los algoritmos Reactancia y Takagi modificados es muy diferente, aun así ambos algoritmos responden muy bien para el segundo escenario.

Debe considerarse que ambos algoritmos modificados se desprenden de la limitación que implican que los sistemas sean homogéneos ya que la modificación hecha en ellos así lo sugiere.

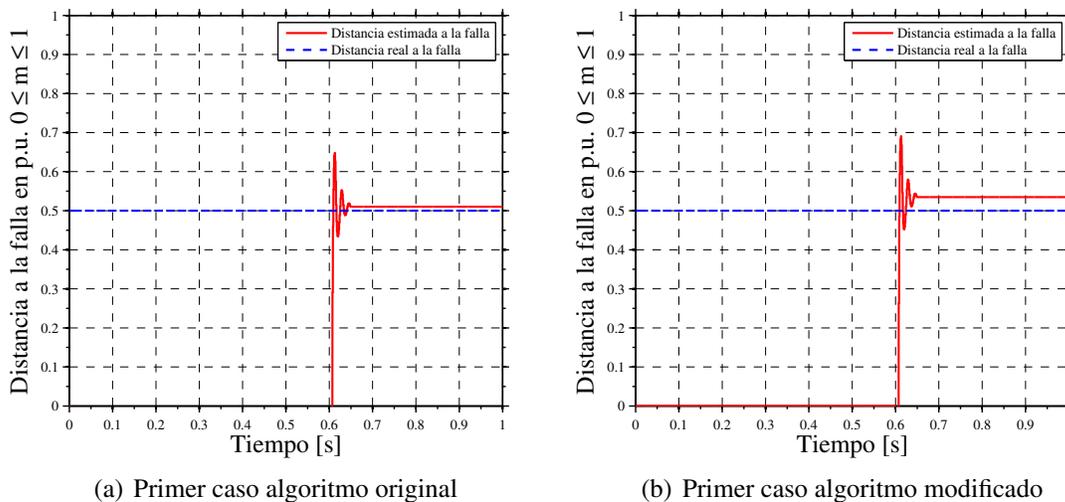
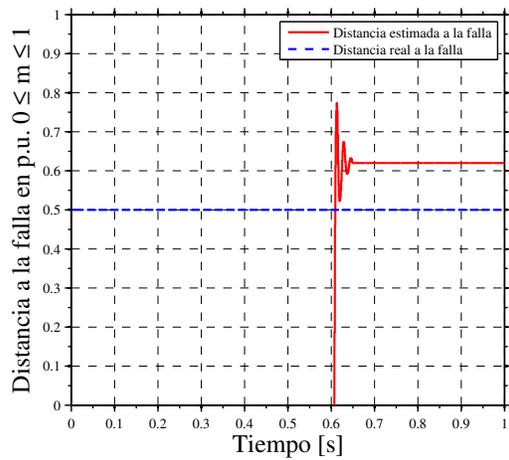
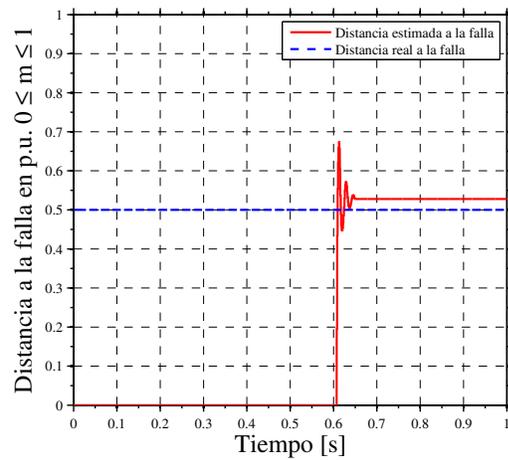


Figura 4.2. Respuesta del algoritmo Reactancia primer escenario

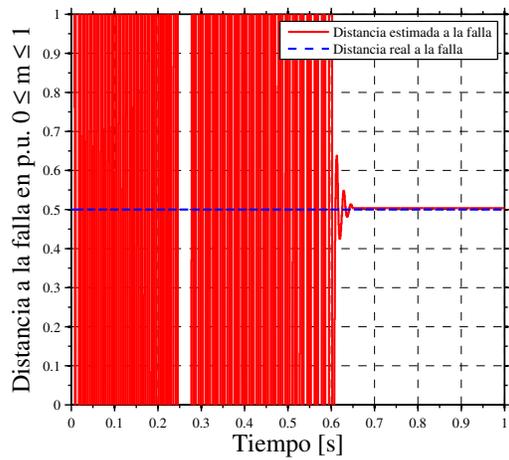


(a) Segundo caso algoritmo original

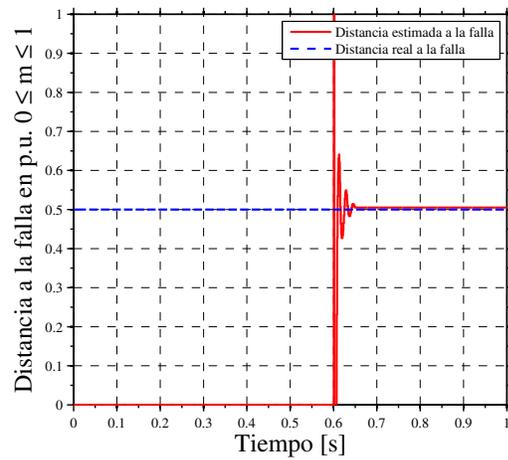


(b) Segundo caso algoritmo modificado

Figura 4.3. Respuesta del algoritmo Reactancia segundo escenario



(a) Primer caso algoritmo original



(b) Primer caso algoritmo modificado

Figura 4.4. Respuesta del algoritmo Takagi primer escenario

4.3. Nuevas consideraciones para los algoritmos de localización de fallas

En esta sección se presenta de manera breve un algoritmo encargado de estimar la impedancia equivalente de Thevenin vista detrás de los equipos de medición y la forma en que esta será considerada en los algoritmos Takagi Modificado y Eriksson.

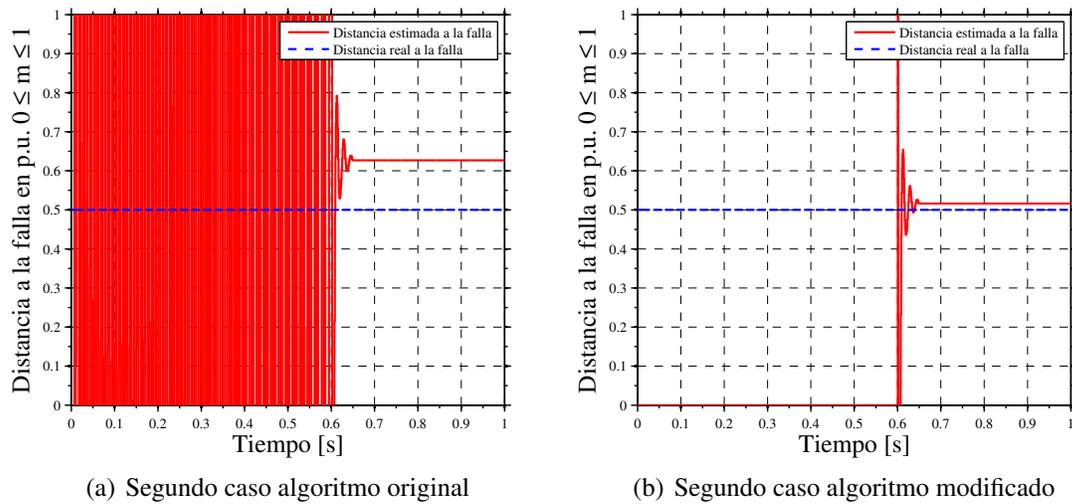


Figura 4.5. Respuesta del algoritmo Takagi segundo escenario

4.3.1. Estimación de la impedancia de Thevenin

En [13, 14] se detallan dos algoritmos para la estimación del equivalente de Thevenin visto detrás de los equipos de medición, el método de los tres puntos y el método multipunto. El método de los tres puntos estima los parámetros del equivalente Thevenin a través de la formulación de un sistema de ecuaciones no lineales y se resuelve utilizando el método Newton Raphson. El algoritmo del método multipunto consiste en determinar el voltaje y la impedancia de Thevenin por medio de tomar muestras de voltaje y corriente en tres instantes de tiempo. A partir de la Figura 4.6 y asumiendo que la impedancia Z_S y el voltaje E_S no cambian durante tres instantes de tiempo se

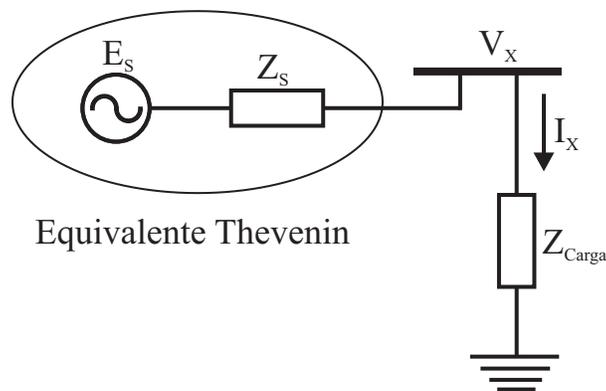


Figura 4.6. Equivalente Thevenin de un sistema

puede escribir el siguiente conjunto de ecuaciones:

$$\begin{aligned}
 E_S \angle \delta_1 &= V_{X1} \angle 0 + (Z_S \angle \theta \cdot I_{X1} \angle \varphi_1) \\
 E_S \angle \delta_2 &= V_{X2} \angle 0 + (Z_S \angle \theta \cdot I_{X2} \angle \varphi_2) \\
 E_S \angle \delta_3 &= V_{X3} \angle 0 + (Z_S \angle \theta \cdot I_{X3} \angle \varphi_3)
 \end{aligned} \tag{4.5}$$

donde:

E_S → Voltaje de Thevenin.

$\delta_1, \delta_2, \delta_3$ → Diferencia de fase entre el voltaje de Thevenin E_S y el voltaje de nodo V_X durante los tres instantes de tiempo.

V_{X1}, V_{X2}, V_{X3} → Voltaje de nodo durante los tres instantes de tiempo.

θ → $Tan^{-1}(X_S/R_S)$.

I_{X1}, I_{X2}, I_{X3} → Corriente fluyendo hacia la carga I_X durante los tres instantes de tiempo.

$\varphi_1, \varphi_2, \varphi_3$ → Diferencia de fase entre el voltaje de nodo V_X y la corriente de carga I_X (factor de potencia).

Separando (4.5) en sus partes real e imaginaria se obtiene lo siguiente:

$$E_{S1x} = V_{X1} + R_S \cdot I_{X1x} - X_S \cdot I_{X1y} \tag{4.6}$$

$$E_{S1y} = R_S \cdot I_{X1y} + X_S \cdot I_{X1x} \tag{4.7}$$

$$E_{S2x} = V_{X2} + R_S \cdot I_{X2x} - X_S \cdot I_{X2y} \tag{4.8}$$

$$E_{S2y} = R_S \cdot I_{X2y} + X_S \cdot I_{X2x} \tag{4.9}$$

$$E_{S3x} = V_{X3} + R_S \cdot I_{X3x} - X_S \cdot I_{X3y} \tag{4.10}$$

$$E_{S3y} = R_S \cdot I_{X3y} + X_S \cdot I_{X3x} \tag{4.11}$$

donde:

$$E_{Snx} = E_S \cdot \cos \alpha_n$$

$$I_{Xnx} = I_{Xn} \cdot \cos \varphi_n$$

$$E_{Sny} = E_S \cdot \sin \alpha_n$$

$$I_{Xny} = I_{Xn} \cdot \sin \varphi_n$$

y el subíndice n es el número de muestra.

Puede observarse de las ecuaciones (4.6-4.11) que hay 8 incógnitas, pero solamente 6 ecuaciones. Como se asumió previamente que el voltaje de Thevenin E_S no tiene cambio durante los tres instantes esto permite escribir las dos ecuaciones faltantes como se muestra a continuación:

$$E_{S1x}^2 + E_{S1y}^2 = E_{S2x}^2 + E_{S2y}^2 \quad (4.12)$$

$$E_{S2x}^2 + E_{S2y}^2 = E_{S3x}^2 + E_{S3y}^2 \quad (4.13)$$

Una vez expresadas todas las ecuaciones se pueden reacomodar como se muestra:

$$F(W) = \begin{bmatrix} V_{X1} + R_S \cdot I_{X1x} - X_S \cdot I_{X1y} - E_{S1x} \\ R_S \cdot I_{X1y} + X_S \cdot I_{X1x} - E_{S1y} \\ V_{X2} + R_S \cdot I_{X2x} - X_S \cdot I_{X2y} - E_{S2x} \\ R_S \cdot I_{X2y} + X_S \cdot I_{X2x} - E_{S2y} \\ V_{X3} + R_S \cdot I_{X3x} - X_S \cdot I_{X3y} - E_{S3x} \\ R_S \cdot I_{X3y} + X_S \cdot I_{X3x} - E_{S3y} \\ E_{S1x}^2 + E_{S1y}^2 - E_{S2x}^2 - E_{S2y}^2 \\ E_{S2x}^2 + E_{S2y}^2 - E_{S3x}^2 - E_{S3y}^2 \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

Para resolver este sistema de ecuaciones se utilizará el método iterativo Newton Raphson:

$$W^{(i+1)} = W^{(i)} - [J^{(i)}]^{-1} \cdot F(W^{(i)}) \quad (4.15)$$

donde $W^T = [E_{S1x} \ E_{S1y} \ E_{S2x} \ E_{S2y} \ E_{S3x} \ E_{S3y} \ R_S \ X_S]$.

En este caso las variables de interés son R_S y X_S que representaran la impedancia del equivalente de Thevenin.

4.3.2. Algoritmo Takagi Modificado considerando los sistemas equivalentes en los extremos de la línea de transmisión

En esta sección se modifica el algoritmo Takagi Modificado ahora considerando la información que pueden aportar los extremos de la línea de transmisión acerca de la contribución a la corriente de falla total. Primeramente, se asumirá que el sistema es balanceado y los sistemas equivalentes (equivalente Thevenin) conectados a los extremos de la línea de transmisión son semejantes antes de que ocurra la falla. A partir de esto adaptando (2.8) se calcula la distancia de falla preliminar m_{pre} :

$$m_{pre} = \frac{\text{Im}(V_S \cdot \Delta I_S^*)}{\text{Im}(Z_{L1} \cdot I_S \cdot \Delta I_S^*)} \quad (4.16)$$

Posteriormente se estimará la impedancia Thevenin del extremo local utilizando el algoritmo de estimación de la impedancia de Thevenin descrito en 4.3.1. Tomando en cuenta las consideraciones mencionadas anteriormente, $Z_{S1} = Z_S$ y $Z_{R1} = Z_R$ y a su vez $Z_S \approx Z_R$. Una vez obtenidos estos valores utilizando la expresión dentro del paréntesis de (2.7) se obtiene el factor de distribución de corriente como se muestra:

$$|d_S| \angle \beta = \frac{Z_S + Z_L + Z_R}{(1 - m_{pre}) \cdot Z_L + Z_R} \quad (4.17)$$

Dado que el ángulo β representa el grado de no homogeneidad, al igual que el algoritmo de estimación de voltaje hace una corrección por medio del ángulo de voltaje $e^{j\delta}$, este ángulo será incluido en el cálculo de la distancia de falla definitiva como se muestra:

$$m_{res} = \frac{\text{Im}(V_S \cdot \Delta I_S^* \cdot e^{j(\delta_F + \beta)})}{\text{Im}(V_S \cdot I_S \cdot \Delta I_S^* \cdot e^{j(\delta_F + \beta)})} \quad (4.18)$$

De esta forma se determina la distancia de falla que incluya los efectos de la aportación de corriente de falla del extremo remoto sin la necesidad de contar con un canal de comunicación entre los extremos de la línea; el algoritmo de forma general se describe en el diagrama de bloques de la Figura 4.7.

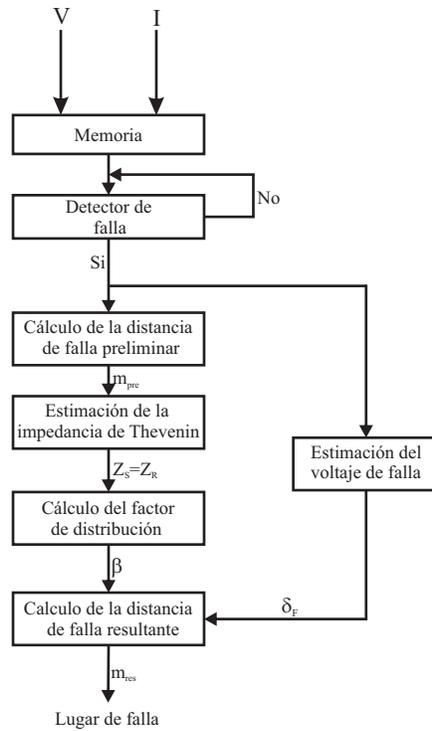


Figura 4.7. Diagrama de bloques del algoritmo Takagi Modificado incluyendo el ajuste por el factor de distribución de corriente

4.3.3. Algoritmo Eriksson considerando los sistemas equivalentes en los extremos de la línea de transmisión

En este algoritmo se hacen las mismas consideraciones que en el algoritmo Takagi Modificado respecto al sistema por lo que (2.14) queda modificado como sigue:

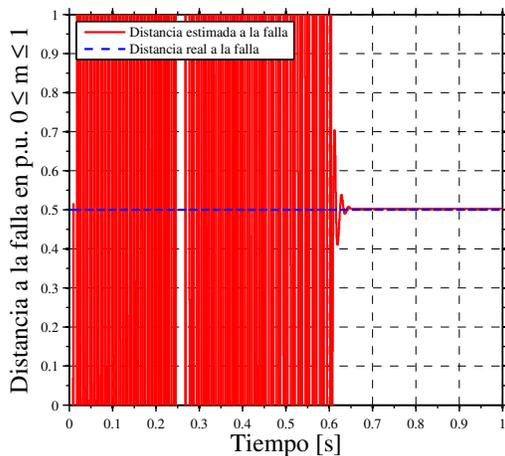
$$V_S = m \cdot Z_L \cdot I_S + R_F \left(\frac{Z_S + Z_L + Z_R}{(1 - m) \cdot Z_L + Z_R} \right) \Delta I_S \quad (4.19)$$

en el resto del algoritmo se considera que $Z_{S1} = Z_S$ y $Z_{R1} = Z_R$ en el que cabe mencionar que se deslinda totalmente de la dependencia de un canal de comunicaciones entre los extremos de la línea de transmisión.

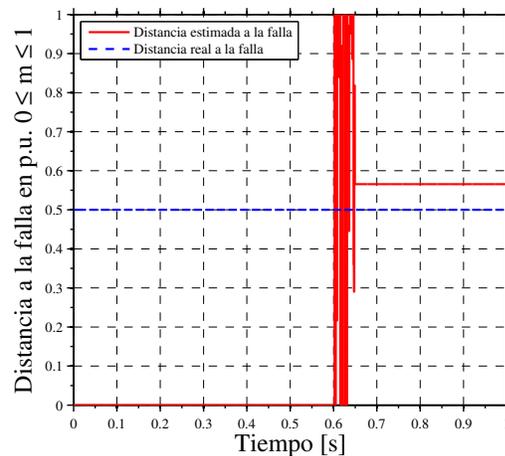
4.3.4. Demostración de los algoritmos Takagi Modificado y Eriksson considerando los equivalentes en los extremos de la línea

Para la evaluación de los algoritmos Takagi Modificado y Eriksson considerando los sistemas equivalentes en los extremos de la línea de transmisión se utilizan exactamente los mismos escenarios con los mismos casos que en la subsección 4.2.3.

El primer algoritmo en ser evaluado es el Takagi Modificado; en la Figura 4.8 (a) y (b) se puede observar que el algoritmo tiene la misma respuesta mientras que el algoritmo modificado incluyendo la estimación del equivalente Thevenin pierde precisión por el hecho de agregar el ángulo del factor de distribución de corriente. Por otro lado, para el segundo escenario (Figuras 4.9 (a) y (b)) se puede observar que el algoritmo original pierde su precisión en presencia del acoplamiento mutuo, mientras que el algoritmo Takagi Modificado incluyendo la estimación del equivalente Thevenin localiza el punto de falla de manera muy precisa con un error de aproximadamente 1 %. Por último, se evaluará el algoritmo Eriksson en el cual también se incluye el algoritmo de estimación del equivalente Thevenin en el cálculo del factor de distribución de corriente para ambos escenarios planteados. El primer escenario se muestra en las Figuras 4.10 (a) y (b). Cabe mencionar que en este caso la respuesta para el algoritmo original y para el algoritmo que incluye la estima-

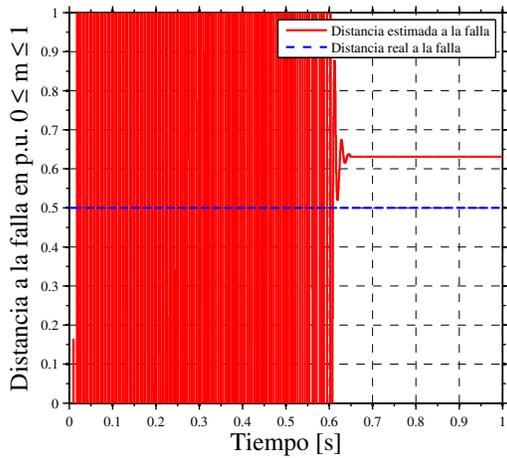


(a) Primer caso algoritmo sencillo

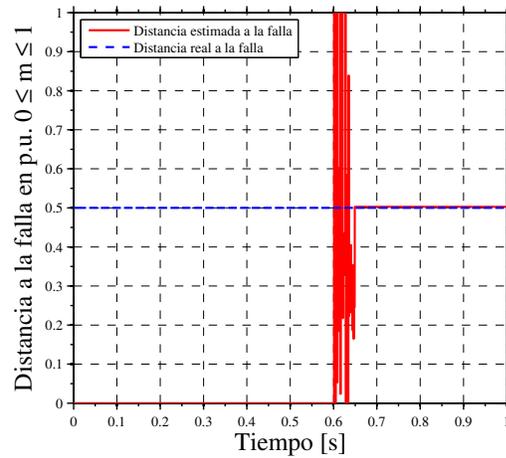


(b) Primer caso algoritmo modificado incluyendo la estimación de Thevenin

Figura 4.8. Respuesta del algoritmo Takagi Modificado en el primer escenario



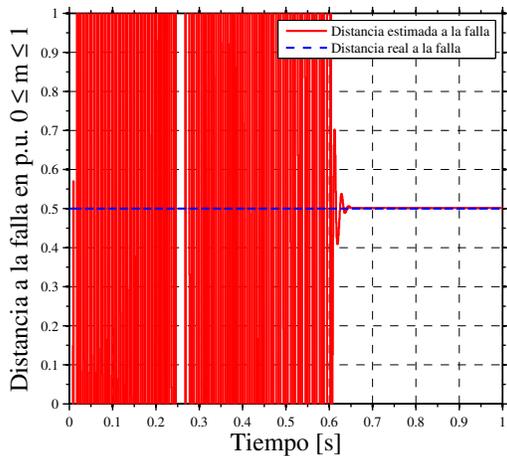
(a) Segundo caso algoritmo sencillo



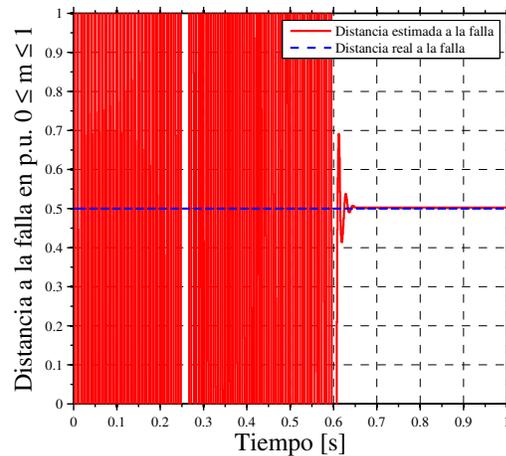
(b) Segundo caso algoritmo modificado incluyendo la estimación de Thevenin

Figura 4.9. Respuesta del algoritmo Takagi Modificado en el segundo escenario

ción del Thevenin es prácticamente lo mismo; el segundo escenario se muestra en las Figuras 4.11 (a) y (b); se puede observar que el algoritmo original se desvía de la solución mientras que el algoritmo con la estimación del equivalente Thevenin incluido mejora la precisión, sin embargo, no es mas exacto que el algoritmo Takagi Modificado ya que presenta un error de aproximadamente 3.6 %.

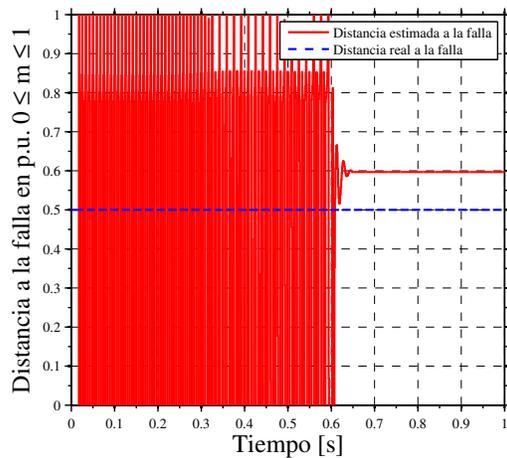


(a) Primer caso algoritmo original

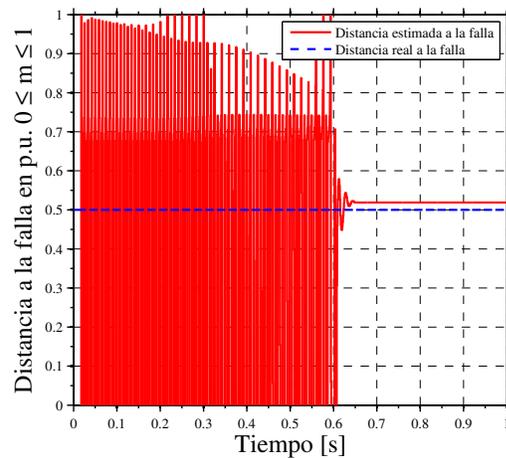


(b) Primer caso algoritmo original incluyendo la estimación de Thevenin

Figura 4.10. Respuesta del algoritmo Eriksson en el primer escenario.



(a) Segundo caso algoritmo original



(b) Segundo caso algoritmo original incluyendo la estimación de Thevenin

Figura 4.11. Respuesta del algoritmo Eriksson en el segundo escenario.

4.4. Conclusiones del capítulo

En este capítulo se estableció a través de diferentes pruebas de simulación que los algoritmos modificados con la estimación del voltaje de falla y el cálculo de los equivalentes de Thevenin mejoran su precisión de manera considerable principalmente en los casos donde se tiene acoplamiento mutuo.

Los algoritmos fueron sometidos a pruebas en dos escenarios, en el primero una línea que conectaba dos sistemas y en el segundo un par de líneas acopladas mutuamente que conectaban dos sistemas. En una primera parte a los algoritmos Reactancia y Takagi se le incluyó la estimación del voltaje y mostraron muy buen desempeño en el segundo escenario. Posteriormente al algoritmo Takagi Modificado se le incluyó la estimación del equivalente Thevenin asumiendo que el sistema es balanceado y sus equivalentes en los extremos de la línea de transmisión son muy similares; esta consideración se incluyó por medio de calcular el factor de distribución y el ángulo resultante fue incluido en el algoritmo como un medio de ajuste. El resultado fue una reducción en el error de estimación del punto de falla en presencia del efecto de acoplamiento mutuo. Por último al algoritmo Eriksson se le incluyó la consideración de las estimaciones de los equivalentes Thevenin, su precisión es aceptable, sin embargo, el algoritmo Takagi muestra una precisión muy aceptable la

cual no es alcanzada por el algoritmo Eriksson.

Capítulo 5

Pruebas y resultados

5.1. Introducción

En este capítulo los algoritmos modificados propuestos en el capítulo anterior son evaluados para condiciones de operación similares a las que se presentan en sistemas eléctricos de potencia reales; se evaluó el efecto de resistencias de falla entre 0 y 28 ohms, acoplamiento mutuo debido a dos circuitos en la misma estructura de transmisión y diferencias angulares de entre 0 y 18 grados entre los sistemas equivalentes de los extremos de la línea de transmisión. El sistema de prueba implementado en PSCAD se muestra en la Figura 5.1, con una tensión de operación son 230 kV y un doble circuito con una longitud de 100 km. En la Figura 5.2 se muestra la configuración de los conductores en la torre sobre la que están soportadas las líneas de transmisión. El localizador de

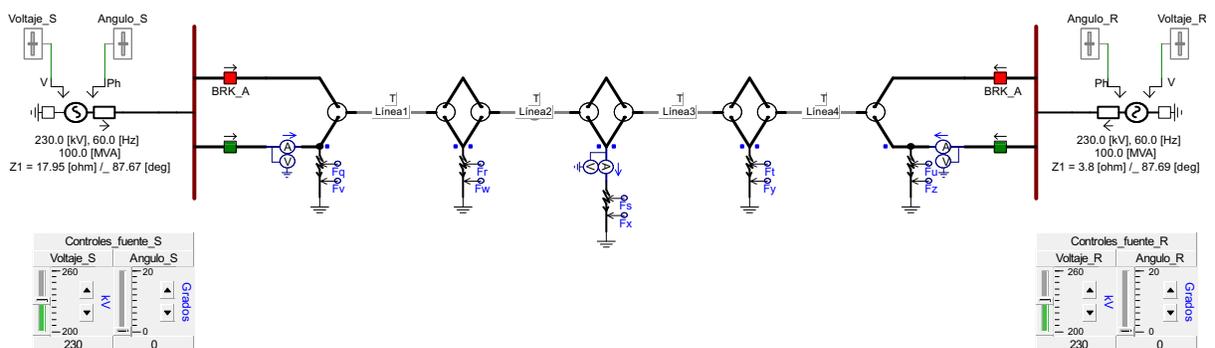


Figura 5.1. Sistema de prueba implementado en PSCAD

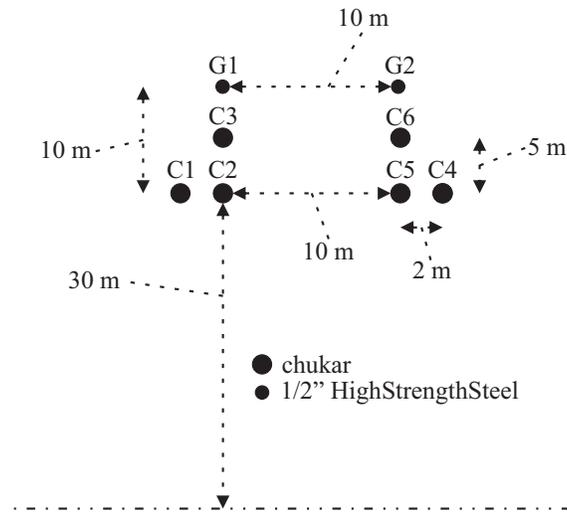


Figura 5.2. Configuración de conductores del sistema implementado en PSCAD

fallas esta colocado en el circuito que corresponde a los conductores C1, C2 y C3. La matriz de impedancias equivalente Z_{abc1-2} aparece en la subsección 4.2.3 y las impedancias equivalentes de los extremos se detallan en la Tabla 2.2. Las pruebas a realizar con cada algoritmo de localización de fallas se realizarán con diferentes valores de resistencia de falla y el ángulo entre los extremos equivalentes con el objetivo de analizar el funcionamiento de cada algoritmo en condiciones críticas de falla. Por último, se presentará una tabla de resultados indicando la respuesta de cada algoritmo y el error de estimación del punto de falla. Los algoritmos se evaluarán con fallas de línea a tierra ya que son las más comunes en los sistemas de transmisión. Las características de las fallas se enlistan a continuación:

- Falla de línea a tierra en la fase A a 50 km de distancia.
- Tiempo total de simulación de 1 segundo.
- Inicio de la falla en 0.6 segundos.
- Duración de la falla 0.05 segundos (3 ciclos).
- Apertura tripolar en 0.65 segundos; este es el tiempo máximo que tienen los algoritmos para estimar el punto de falla; el valor del punto de falla estimado en ese tiempo es el valor final de cada algoritmo.

Los escenarios para las pruebas de los algoritmos son:

- Escenario 1: Diferencia angular 0° , Resistencia de falla 0Ω .
- Escenario 2: Diferencia angular 5° , Resistencia de falla 5Ω .
- Escenario 3: Diferencia angular 12° , Resistencia de falla 12Ω .
- Escenario 4: Diferencia angular 18° , Resistencia de falla 28Ω .

5.2. Análisis de los resultados

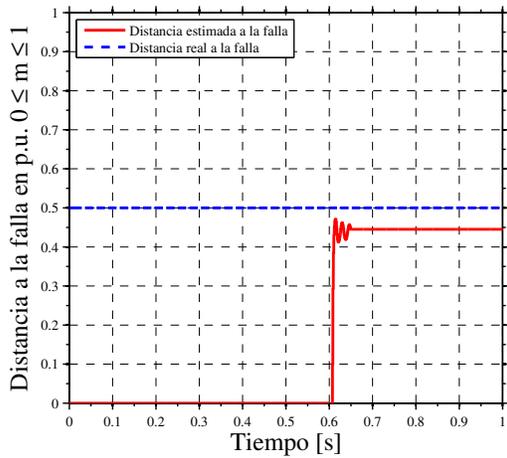
A continuación se describen los resultados de la estimación del punto de falla para los 4 algoritmos modificados propuestos en el capítulo 4.

5.2.1. Algoritmo Reactancia Modificado

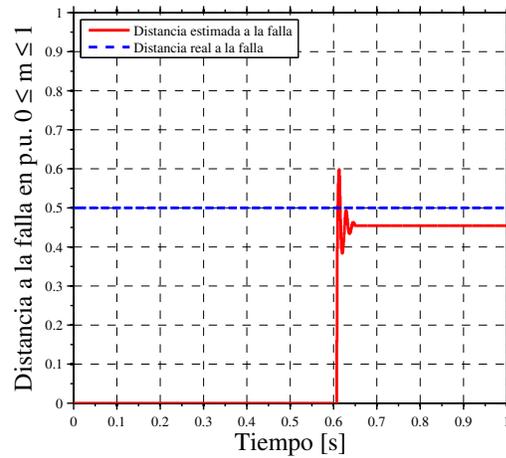
Este algoritmo no tiene una respuesta oscilatoria antes de la falla ya que no considera el ángulo de las señales, por esto el algoritmo estima la distancia de falla a partir del instante en que ocurre la falla. En el escenario 1 ($\Delta\delta = 0$, $R_F = 0$) el algoritmo no es 100 % preciso, sin embargo, el error aproximado a la distancia de falla es de 6 km lo que es una distancia aceptable como se muestra en la Figura 5.3 (a); en el escenario 2 ($\Delta\delta = 5$, $R_F = 5$) el algoritmo no ha perdido precisión ya que tiene un error de aproximadamente 4 km al punto de falla real, esto se muestra en la Figura 5.3 (b). En el escenario 3 ($\Delta\delta = 12$, $R_F = 12$) la precisión mejora ya que en solo presenta 1 kilómetro de diferencia a la distancia de falla real, esto se muestra en la Figura 5.3 (c). Por último en el cuarto escenario ($\Delta\delta = 18$, $R_F = 28$) el algoritmo Reactancia Modificado pierde su precisión ya que presenta un error muy grande de aproximadamente 27 kilómetros al punto de falla real, esto se muestra en la Figura 5.3 (d).

5.2.2. Algoritmo Takagi Modificado

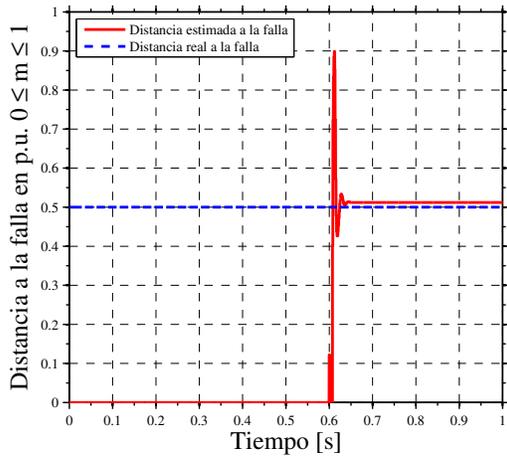
El algoritmo Takagi Modificado también fue evaluado para los escenarios descritos, este algoritmo al igual que el algoritmo Reactancia comienza a partir del instante en que se presenta la falla e



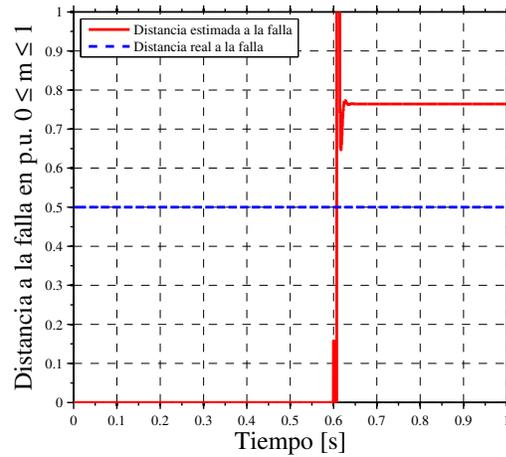
(a) Escenario 1: $\Delta\delta = 0^\circ$, $R_F = 0\Omega$



(b) Escenario 2: $\Delta\delta = 5^\circ$, $R_F = 5\Omega$



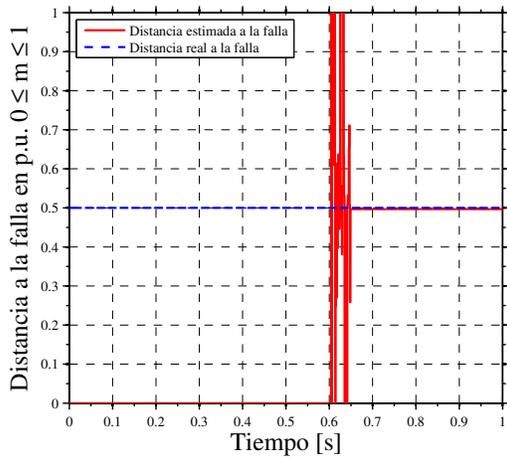
(c) Escenario 3: $\Delta\delta = 12^\circ$, $R_F = 12\Omega$



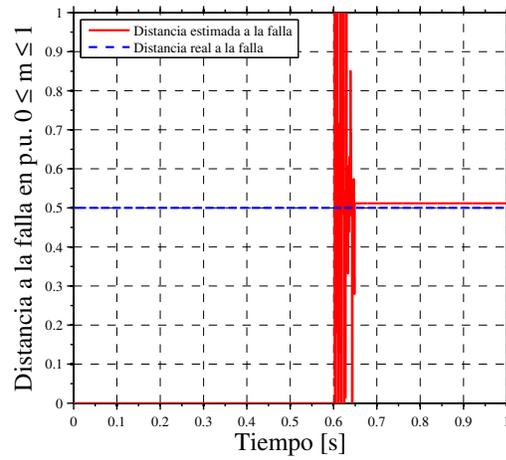
(d) Escenario 4: $\Delta\delta = 18^\circ$, $R_F = 28\Omega$

Figura 5.3. Respuesta del Algoritmo Reactancia Modificado

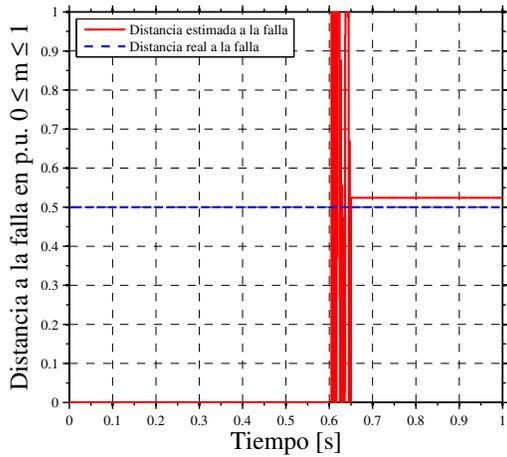
inicia la estimación del voltaje de falla. La dinámica de la señal de estimación de la distancia de falla es oscilatoria debido a que este algoritmo incluye el ángulo del voltaje de falla estimado. En el escenario 1 ($\Delta\delta = 0$, $R_F = 0$) el algoritmo es muy preciso ya que la distancia estimada está muy cerca de la distancia real de falla, esto se muestra en la Figura 5.4 (a). En el escenario 2 ($\Delta\delta = 5$, $R_F = 5$) se presenta una pequeña desviación de la distancia real de falla de aproximadamente 1 km, esto se muestra en la Figura 5.4 (b). En el tercer escenario ($\Delta\delta = 12$, $R_F = 12$) el error es de aproximadamente 2.5 kilómetros a la distancia real de falla y esto se muestra en la Figura 5.4 (c). Por último para el escenario 4 ($\Delta\delta = 18$, $R_F = 28$) el error a la distancia de falla real es de aproximadamente 5.5 kilómetros, esto se muestra en la Figura 5.4 (d).



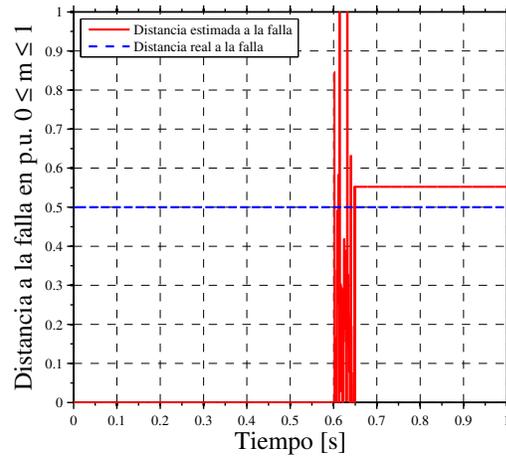
(a) Escenario 1: $\Delta\delta = 0^\circ$, $R_F = 0\Omega$



(b) Escenario 2: $\Delta\delta = 5^\circ$, $R_F = 5\Omega$



(c) Escenario 3: $\Delta\delta = 12^\circ$, $R_F = 12\Omega$



(d) Escenario 4: $\Delta\delta = 18^\circ$, $R_F = 28\Omega$

Figura 5.4. Respuesta del algoritmo Takagi Modificado

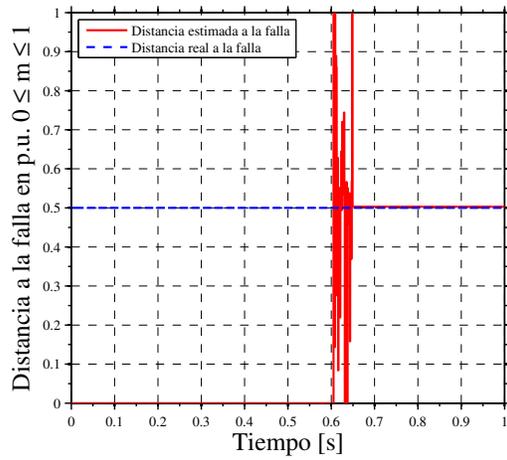
5.2.3. Algoritmo Takagi Modificado considerando los sistemas equivalentes en los extremos de la línea de transmisión

El algoritmo Takagi Modificado en el cual se consideran los sistemas equivalentes en los extremos de la línea de transmisión también fue evaluado. Este algoritmo inicia cuando se detecta la falla, sin embargo, el algoritmo de estimación de la impedancia de Thevenin funciona de manera continua debido a que la carga computacional no es significativa ya que llega a la convergencia con pocas iteraciones, en el momento en que inicia la falla se estima el voltaje de falla y a su vez se toman

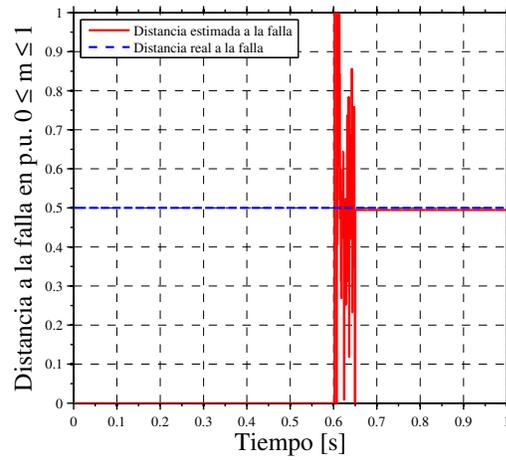
datos del estimador de la impedancia de Thevenin previamente almacenados. La dinámica del algoritmo es similar al algoritmo Takagi Modificado normal ya que el ángulo β incluido en este algoritmo corrige la distancia de falla estimada resultante. En el escenario 1 ($\Delta\delta = 0, R_F = 0$) la estimación de la distancia de falla es prácticamente el lugar donde se presentó la falla, esto se muestra en la Figura 5.5 (a). El segundo escenario ($\Delta\delta = 5, R_F = 5$) es igual que el escenario 1 ya que también prácticamente la distancia estimada es la distancia real de falla, esto se muestra en la Figura 5.5 (b). En el escenario 3 ($\Delta\delta = 12, R_F = 12$) el algoritmo ha perdido un poco de precisión, sin embargo, aun así, la distancia estimada a la falla es muy aceptable ya que tiene aproximadamente 1.5 kilómetros de error a la distancia de falla real, esto se muestra en la Figura 5.5 (c). Por último en el escenario 4 ($\Delta\delta = 18, R_F = 28$) el error aproximado a la distancia de falla real es de 4.5 kilómetros, esto se muestra en la Figura 5.5 (d).

5.2.4. Algoritmo Eriksson considerando los sistemas equivalentes en los extremos de la línea de transmisión

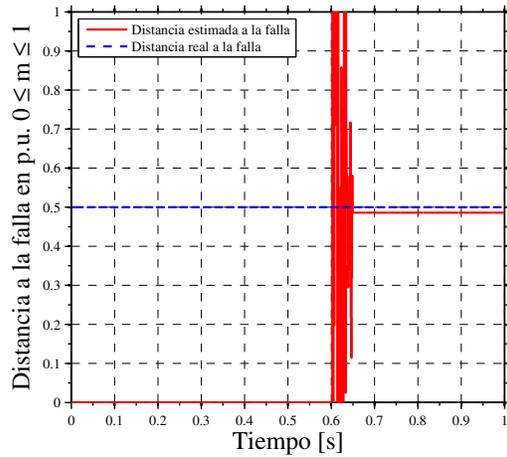
El algoritmo Eriksson considerando los equivalentes en los extremos de la línea de transmisión también fue evaluado, en este caso la dinámica de la señal de estación se debe a que este algoritmo se está ejecutando de manera constante y al momento en que se presenta la falla el algoritmo hace uso de la estimación del equivalente Thevenin tomando las muestras estimadas previamente almacenadas. Cabe mencionar que este algoritmo utiliza el factor de distribución de corriente el cual es calculado a través de la impedancia obtenida por el algoritmo de estimación de Thevenin. En el escenario 1 ($\Delta\delta = 0, R_F = 0$) se presenta un error considerable si se toma en cuenta que el sistema es homogéneo, el error es de aproximadamente 7.5 kilómetros a la distancia de falla real, esto se muestra en la Figura 5.6 (a). En el escenario 2 ($\Delta\delta = 5, R_F = 5$) el algoritmo recupera algo de precisión, pero no por completo, el error es de aproximadamente 2 kilómetros a la distancia real de falla, esto se muestra en la Figura 5.6 (b). Para el escenario 3 ($\Delta\delta = 12, R_F = 12$) ahora el algoritmo pierde la precisión ganada en la condición anterior y en este caso el error es de aproximadamente 5 kilómetros a la distancia real de falla. Por último en el escenario 4 ($\Delta\delta = 18, R_F = 28$) la respuesta del algoritmo no mejora pues ya que ahora presenta un error de aproximadamente 8 kilómetros a la distancia real de falla, esto se muestra en la Figura 5.6 (d).



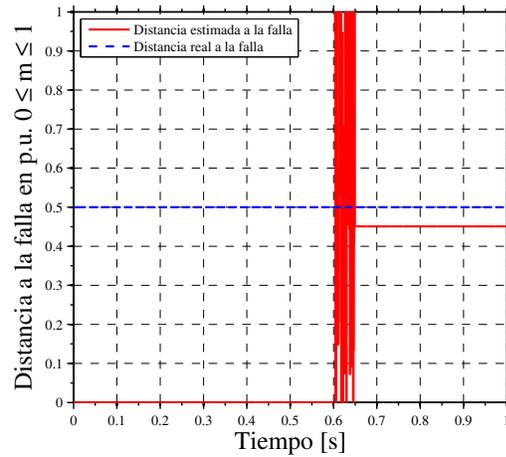
(a) Escenario 1: $\Delta\delta = 0^\circ$, $R_F = 0\Omega$



(b) Escenario 2: $\Delta\delta = 5^\circ$, $R_F = 5\Omega$



(c) Escenario 3: $\Delta\delta = 12^\circ$, $R_F = 12\Omega$

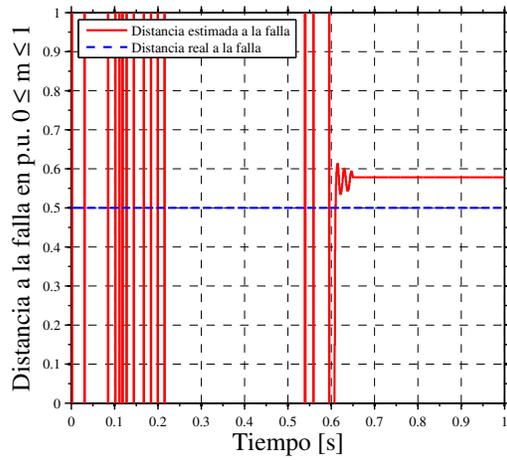


(d) Escenario 4: $\Delta\delta = 18^\circ$, $R_F = 28\Omega$

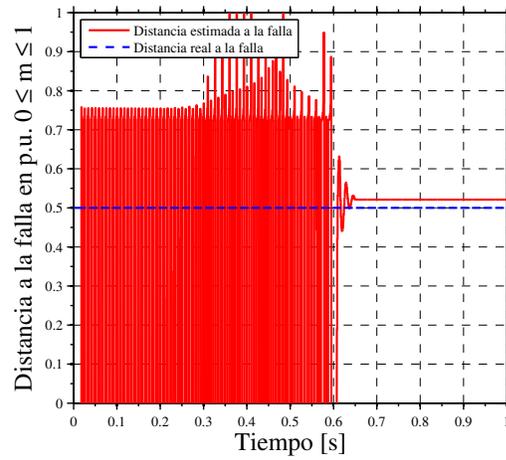
Figura 5.5. Respuesta del algoritmo Takagi Modificado considerando los equivalentes de Thevenin de los extremos

5.3. Interpretación de los resultados obtenidos en las pruebas de los algoritmos de localización de fallas

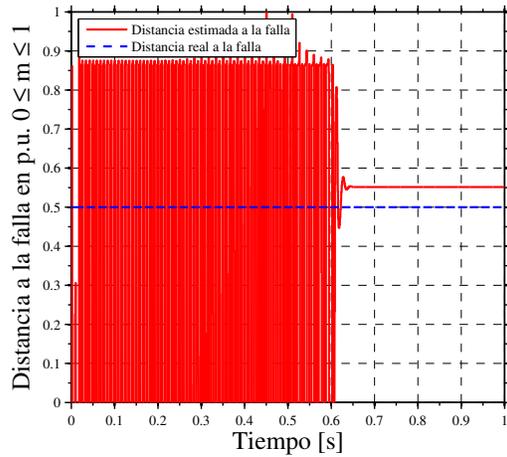
Ya que los cuatro algoritmos evaluados en la sección anterior fueron puestos a prueba en escenarios idénticos a continuación se presentará la precisión de cada uno de ellos. Los datos mostrados se expresan en por unidad y son la distancia de falla obtenida a través de los algoritmos localización de fallas y el error que presentan respecto a la localización real de la falla, esto se muestra en la Tabla



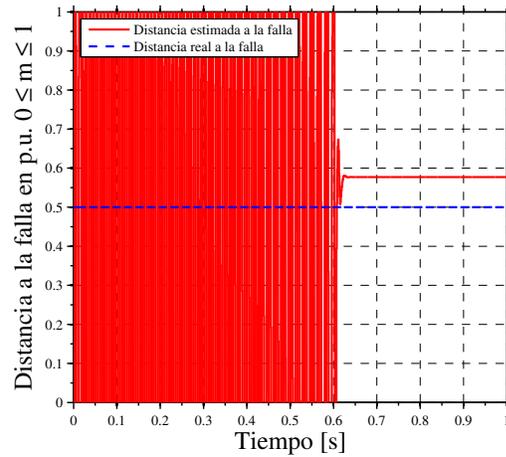
(a) Escenario 1: $\Delta\delta = 0^\circ$, $R_F = 0\Omega$



(b) Escenario 2: $\Delta\delta = 5^\circ$, $R_F = 5\Omega$



(c) Escenario 3: $\Delta\delta = 12^\circ$, $R_F = 12\Omega$



(d) Escenario 4: $\Delta\delta = 18^\circ$, $R_F = 28\Omega$

Figura 5.6. Respuesta del algoritmo Eriksson considerando los sistemas equivalentes de los extremos

5.1. En la Tabla 5.1 puede observarse que todos los algoritmos tienen precisión muy aceptable en el segundo y tercer escenario, los cuales son muy comunes en un sistema de transmisión, mientras que el cuarto escenario el algoritmo Reactancia pierde la precisión por completo; así mismo, en el primer escenario los dos algoritmos Takagi funcionan muy bien.

Cabe resaltar que los cuatro algoritmos evaluados fueron sometidos a pruebas adicionales en las que se variaba aún más la resistencia de falla y el ángulo entre los equivalentes destacándose que para resistencias de falla mayores los algoritmos continuaban respondiendo de forma adecuada, sin embargo, para incremento en los ángulos mayores a 18 grados todos los algoritmos perdían

Tabla 5.1. Distancia estimada a la falla en p.u. obtenida a través de los algoritmos de localización de fallas modificados

Escenario	A.R.M.	Error	A.T.M.	Error	A.T.M.-Th	Error	A.E.-Th	Error
0°, 0Ω	0.440	12 %	0.495	1 %	0.505	1 %	0.575	15 %
5°, 5Ω	0.460	8 %	0.510	2 %	0.495	1 %	0.520	4 %
12°, 12Ω	0.510	2 %	0.525	5 %	0.485	3 %	0.550	10 %
18°, 28Ω	0.770	54 %	0.555	11 %	0.455	9 %	0.580	16 %
A.R.M. → Algoritmo Reactancia Modificado. A.T.M. → Algoritmo Takagi Modificado. A.T.M.-Th → Algoritmo Takagi Modificado considerando los equivalentes de Thevenin. A.E.-Th → Algoritmo Eriksson considerando los equivalentes Thevenin.								

precisión.

5.4. Conclusiones del capítulo

En este capítulo se prestaron una serie de pruebas para los algoritmos Reactancia Modificado, Takagi Modificado, Takagi Modificado considerando los sistemas equivalentes de los extremos y Eriksson considerando los sistemas equivalentes de los extremos, todos los algoritmos presentan una dinámica distinta debido a las modificaciones prepuestas, pero cabe resaltar que todos presentan resultados con un error de estimación promedio máximo del 19 %; se concluye que el algoritmo Takagi Modificado incluyendo la estimación del Thevenin resulta ser el algoritmo más preciso ya que el total de los porcentajes de error es menor que el resto de los algoritmos. Por otro lado, el algoritmo Reactancia Modificado es el que presenta mayor error en un sistema con una alta transferencia de potencia (ángulo $\Delta\delta$ mayor). Cabe mencionar que los algoritmos fueron sometidos a distintas pruebas donde la resistencia de falla y las diferencias angulares variaban, con esto comprobó que los algoritmos modificados respondían muy bien para diferencias angulares $\Delta\delta$ entre 0 y 18 grados mientras que para las resistencias de fallas el rango estaba entre 0 y 40 ohms. Una ventaja de los algoritmos evaluados es que no requieren ninguna otra retroalimentación de datos, imponen una baja carga computacional y son fáciles de implementar.

Capítulo 6

Conclusiones y recomendaciones

6.1. Conclusiones

En la presente tesis se han estudiado los principales algoritmos de localización de fallas basados en la impedancia que utilizan señales de voltaje y corriente de un solo extremo de la línea de transmisión. La tesis ha concluido con la propuesta de cuatro algoritmos para localizar fallas en líneas de transmisión los cuales parten de tres algoritmos existentes con algunas restricciones.

Una característica muy importante en los algoritmos de localización de fallas de un solo terminal es que utilizan únicamente señales de voltaje y corriente del extremo donde se ubica el localizador de fallas además de que imponen poca carga computacional a los relevadores.

Como una forma de abordar el tema se hizo una descripción de los algoritmos de localización de fallas de un solo terminal basados en la impedancia. Estos algoritmos tienen buena precisión en la estimación del lugar de falla en casos de línea aislada. Sin embargo, cuando existe acoplamiento mutuo (líneas paralelas o próximas) o altos valores de resistencia de falla, la precisión de estos algoritmos se reduce alcanzando errores de más del 20 %, respecto a la longitud de la línea protegida. Una consideración que hacen los algoritmos de un solo terminal es que la diferencia angular entre ambos extremos de la línea es pequeña, sin embargo, cuando esto no se cumple, se requiere conocer las impedancias del equivalente de Thevenin, que por lo general son datos desconocidos; este dato se puede estimar de los datos de falla, lo cual mejora la precisión de los algoritmos.

Con el fin de mejorar la precisión de los algoritmos de localización de fallas se propuso un algoritmo de estimación de voltaje que depende de manera importante del flujo de potencia por la línea durante una falla ya que los estimados más cercanos a las mediciones fueron los obtenidos para las fallas monofásicas sin importar el acoplamiento mutuo, además de que las señales estimadas para esta falla no tienen distorsión como en el caso de las fallas trifásicas. El aspecto realmente relevante de la estimación del voltaje no es conocer el voltaje en el punto de falla, sino conocer el ángulo que tiene este en el punto de falla. Los algoritmos de localización de fallas de un solo terminal como el Takagi utilizan un término llamado factor de distribución de corriente el cual delimita la aportación de corriente de cada extremo de la línea de transmisión, éste término se incluye en el algoritmo y es el mismo para ambos extremos de la línea de transmisión; éste término depende del ángulo entre las fuentes equivalentes.

Como parte de la demostración de los algoritmos modificados se estableció a través de diferentes pruebas de simulación que los algoritmos modificados con la estimación del voltaje de falla y el cálculo de los estimados de los equivalentes de Thevenin mejoran su precisión de manera considerable principalmente en los casos donde se tiene acoplamiento mutuo.

Los algoritmos fueron sometidos a pruebas en dos escenarios, en el primero una línea que conectaba dos sistemas y en el segundo un par de líneas acopladas mutuamente que conectaban dos sistemas. En una primera parte a los algoritmos Reactancia y Takagi se le incluyó la estimación del voltaje y mostraron muy buen desempeño en el segundo escenario. Posteriormente al algoritmo Takagi Modificado se le incluyó la estimación del equivalente Thevenin asumiendo que el sistema es balanceado y sus equivalentes en los extremos de la línea de transmisión son muy similares; esta consideración se incluyó por medio de calcular el factor de distribución y el ángulo resultante fue incluido en el algoritmo como un medio de ajuste. El resultado fue una reducción en el error de estimación del punto de falla en presencia del efecto de acoplamiento mutuo. Por último al algoritmo Eriksson se le incluyó la consideración de las estimaciones de los equivalentes Thevenin, su precisión es aceptable, sin embargo, el algoritmo Takagi muestra una mejor precisión la cual no es alcanzada por el algoritmo Eriksson.

Con el fin de evaluar los algoritmos modificados en varios escenarios se prestaron una serie de pruebas para los algoritmos Reactancia Modificado, Takagi Modificado, Takagi Modificado considerando los sistemas equivalentes de los extremos y Eriksson considerando los sistemas equivalentes

de los extremos, todos los algoritmos presentan una dinámica distinta debido a las modificaciones propuestas, pero cabe resaltar que todos presentan resultados con un error de estimación promedio máximo del 19 %; se concluye que el algoritmo Takagi Modificado incluyendo la estimación del Thevenin resulta ser el algoritmo más preciso ya que el total de los porcentajes de error es menor que el resto de los algoritmos. Por otro lado, el algoritmo Reactancia Modificado es el que presenta mayor error en un sistema con una alta transferencia de potencia (ángulo $\Delta\delta$ mayor). Cabe mencionar que los algoritmos fueron sometidos a distintas pruebas donde la resistencia de falla y las diferencias angulares variaban, con esto comprobó que los algoritmos modificados respondían muy bien para diferencias angulares $\Delta\delta$ entre 0 y 18 grados mientras que para las resistencias de fallas el rango estaba entre 0 y 40 ohms. Una ventaja de los algoritmos evaluados es que no requieren ninguna otra retroalimentación de datos, imponen una baja carga computacional y son fáciles de implementar.

Un aspecto muy importante de los sistemas de transmisión es que las fallas que se presentan mayormente son de línea a tierra lo que representa una ventaja sustancial en los algoritmos propuestos ya que la mayoría de estos utilizan la estimación del voltaje de falla y a su vez este depende de la potencia activa y reactiva que fluye por la línea al momento de la falla lo cual se refleja en la precisión final del algoritmo ya que no se interrumpe el flujo de potencia en un 100 %.

6.2. Aportaciones de la tesis

Las principales aportaciones realizadas en esta tesis son:

1. Propuesta de un algoritmo para la estimación del voltaje de falla el cual tiene implícito el efecto de la resistencia de falla y utiliza señales de voltaje y corriente de un solo extremo de la línea de transmisión.
2. Implementación de un algoritmo de estimación de la impedancia equivalente de Thevenin el cual fue incluido en dos de los algoritmos modificados con el fin de conocer de forma aproximada las impedancias de Thevenin de los extremos de la línea de transmisión.
3. Desarrollo de 4 algoritmos de localización de fallas de un solo terminal, que mejoran el esti-

mado del punto de falla; los algoritmos propuestos son precisos hasta un valor de resistencia de falla de 40 ohms.

6.3. Recomendaciones para trabajos futuros

En base a los resultados obtenidos, las recomendaciones para trabajos futuros en esta área del conocimiento son:

1. Proponer algoritmos de localización de fallas modificados para otro tipo de fallas distintas a las de fase a tierra, que son mas comunes en una red eléctrica.
2. Evaluar la aplicación de los algoritmos propuestos en sistemas de distribución de energía eléctrica, que se caracterizan por tener valores mayores de resistencia en sus componentes y niveles de desbalance mas grandes que en sistemas de trasmisión.
3. Realizar pruebas de desempeño de los algoritmos propuestos utilizando registros de fallas reales.

Bibliografía

- [1] M. M. SAHA, J. IZYKOWSKI and E. ROSOŁOWSKI, "Fault Locator on Power Networks", Springer, Poland 2010.
- [2] , S. DAS *et al.*, "Impedance-Based Fault Location in Transmission Networks: Theory and Application", *IEEE Access*, Vol. 2, May 2014, pp. 537-558.
- [3] , ISMAEL DÍAZ V., HÉCTOR J. ALTUVE F. y ROBERTO MEJÍA P., "Localización de Fallas en Líneas de Transmisión. Parte I: Algoritmos", pp. 1-9.
- [4] Z Q BO and A T JHONS, "Transient Based Protection - A New Concept in Power System Protection", *IPST'97 - International Conference on Power Systems Transients*, Seattle, June 22-26, 1997, pp.401-406.
- [5] A. R. VAN C. WARRINGTON, *Protective Relays: Their Theory and Practice*, Vol. I. London and Chapman and Hall, 1968.
- [6] A. R. VAN C. WARRINGTON, *Protective Relays: Their Theory and Practice*, Vol. II. London and Chapman and Hall, 1968.
- [7] , H. W. DOMMEL and J. M. MICHELS, "High Speed Relaying Using Traveling Wave Transient Analysis", *IEEE PES Summer Meeting*, January 29 - February 3 1978, A78 pp. 214-219.
- [8] T. TAKAGI, Y. YAMAKOSHI, *et al.*, "Development of a New Type Fault Locator Using the One-Terminal Voltage and Current Data", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-101, No. 8 August 1982, pp. 2892-2898.

- [9] L. ERIKSSON, M. M. SAHA and G. D. ROCKEFELLER, "An Accurate Fault Locator with Compensation for Apparent Reactance in the Fault Resulting from Remote-End Infeed", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-104, No. 2, February 1985, pp. 424-436.
- [10] P. A. CROSSLEY and P. G. MCLAREN, "Distance Protection Based on Traveling Waves", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-102, No. 9, September 1983, pp. 2971-2983.
- [11] D. NOVOSEL, A. G. PHADKE and W. A. ELMORE, "Improvements in Fault Location Estimate", *Fault and Disturbance Conference*, College Station, TX. 1993, pp.1-22.
- [12] D. A. TZIOUVARAS, J. ROBERTS and G. BENMOUYAL, "New Multi-Ended Fault Location Design for Two- or Three-Terminal Lines", *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc*, 2004, pp. 1-7.
- [13] S. A. AREFIFAR and W. XU, "Online Tracking of Power System Impedance Parameters and Field Experiences", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 24, No. 4, October 2009.
- [14] J. L. SANTOS and F. P. MACIEL BARBOSA, "Voltage Stability Evaluation Using the Relation between Impedances", *IEEE Melecon 2004*, May 12-15, 2004, Dubrovnik Croatia.
- [15] HADI SAADAT, "Power Systems Analysis", McGraw-Hill, 1999.
- [16] J. J. GRAINGER y W. D. STEVENSON JR., "Análisis de Sistemas de Potencia", McGrawHill 1996.
- [17] M. DAVOUDI, J. SADEH and E. KAMYAB, "Parameter-free fault location for transmission lines based on optiisation", *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2015, Vol. 9, Iss. 11, pp. 1061-1068.
- [18] M. T. SANT, M. TECH AND Y.G. PAITHANKAR, "Online digital fault locator for overhead transmission line", *PROC. IEE*, Vol. 126, No. 11, NOVEMBER 1979.
- [19] M. S. SACHDEV AND R. AGARWAL, "A TECHNIQUE FOR ESTIMATING TRANSMISSION LINE FAULT LOCATIONS FROM DIGITAL IMPEDANCE RELAY MEASUREMENTS", *IEEE Transaction on Power Delivery*, Vol. 3, No. 1, January 1988.

- [20] , "Voltage and Currents Patterns for Fault Location in Transmission Lines", Proceedings of International Joint Conference on Neural Networks, Orlando, Florida, USA, August 12-17, 2007.
- [21] A. G. PHADKE AND M. A. XAVIER, "Limits to Fault Location Accuracy", *Fault and Disturbance Conference*, College Station, TX. 1993, pp.1-7.
- [22] , YUAN LIAO, "Algorithms for Power System Fault Location and Line Parameter Estimation", 39th Southeastern Symposium on System Theory, Mercer University, Macon, GA, 31207, March 4-6, 2007.
- [23] , K. R. KRISHNANAND, P. K. DASH AND M. H. NAEEM, "Detection, classification, and location of faults in power transmission lines", *Electrical Power and Energy Systems* 67(2015) 76-86.
- [24] "Applications of PSCAD/EMTDC", Manitoba HVDC Research Centre Inc.