

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

Análisis de cambios de impedancia aparente ante eventos transitorios en la línea de transmisión Guri-Malena en 765 kV observados por un relé de distancia en el plano R-X.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Bachiller José Da Costa
para optar al Título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2014.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**Análisis de cambios de impedancia aparente ante eventos
transitorios en la línea de transmisión Guri-Malena en 765 kV
observados por un relé de distancia en el plano R-X.**

Profesor guía: Rafael Malpica

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Bachiller José Da Costa
para optar al Título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2014.

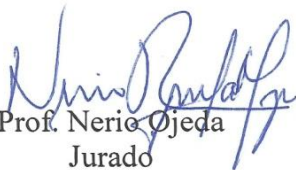
CONSTANCIA DE APROBACIÓN

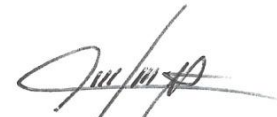
Caracas, 27 de mayo de 2014


Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller José E. Da Costa Q., titulado:

“ANÁLISIS DE CAMBIOS DE IMPEDANCIA APARENTE ANTE EVENTOS TRANSITORIOS EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN GURI-MALENA EN 765 kV. OBSERVADOS POR UN RELÉ DE DISTANCIA EN EL PLANO R-X

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.


Prof. Nerio Ojeda
Jurado


Prof. José Mora
Jurado


Prof. Rafael Malpica
Prof. Guía

José E. Da Costa Q.

Análisis de cambios de impedancia aparente ante eventos transitorios en la línea de transmisión Guri-Malena en 765 kV observados por un relé de distancia en el plano R-X.

Profesor guía: Ing. Rafael Malpica. Tesis. Caracas. UCV. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. 2014. 100 hojas + Anexos.

Palabras claves: Cambio de impedancia; Impedancia aparente; Plano R-X; Relé de distancia; Lugar geométrico de impedancia; Filtro FIR; Estimación fasorial; Mímico digital; Evento transitorio.

Resumen: Cuando se manifiesta un fenómeno transitorio que modifica la topología de la red del sistema de potencia se origina un cambio en la impedancia aparente a los relés de distancia, no obstante, debido a la dependencia del tiempo de algunos parámetros del sistema, esta impedancia cambiará en el tiempo durante la falla. Siendo una de las herramientas de análisis de cambios de impedancia aparente el plano R-X. Sin embargo, los resultados de un análisis de impedancia aparente solo serán aplicables a los relés numéricos que utilicen la impedancia aparente como valor de criterio, por tanto, con el objeto de representar el funcionamiento de este tipo de relé, se hace uso de un simulador de fenómenos transitorios en sistemas de potencia para obtener las señales (consideradas) analógicas a introducir como entradas al relé, el cual es simulado por una rutina de cálculo que determina la impedancia aparente al relé utilizando los fasores estimados a partir de las señales diezmadas provenientes del simulador. Posteriormente las muestras de impedancia aparente se grafican en un plano R-X, donde son analizadas y comparadas con el lugar geométrico de impedancia aparente a cada relé, calculado a partir de las ecuaciones de red, graficado en el mismo plano. Los resultados obtenidos a partir de las simulaciones y el lugar geométrico de impedancia luego son evaluados utilizando una metodología descrita en el desarrollo del trabajo especial de grado. Posteriormente se realizan recomendaciones con el objeto de indicar las deficiencias en la teoría que deben ser solventadas.

ÍNDICE GENERAL

	pág.
CAPÍTULO I	
1. El problema.	
1.1. Planteamiento del problema.....	1
1.2. Objetivo general.....	1
1.3. Objetivos específicos.....	2
1.4. Metodología.....	2
CAPÍTULO II	
2. Eventos transitorios en líneas de transmisión.	
2.1. Introducción.....	3
2.2. Eventos transitorios en sistemas de potencia.....	3
2.3. Clasificación de fenómenos transitorios según se duración.....	4
2.4. Respuesta ideal de relés de protecciones en líneas de transmisión ante eventos transitorios.....	5
CAPÍTULO III	
3. Protección de distancia en líneas de transmisión.	
3.1. Introducción.....	7
3.2. El relé de distancia.....	9
3.3. Clasificación de los relés de distancia.....	11
3.4. Relés analógicos de distancia.....	12
3.5. Relés numéricos de distancia.....	16
3.5.1. Algoritmos de medición de distancia en el lazo de falla.....	17
3.5.2. Algoritmos basados en la selección de las fases falladas.....	19
3.5.3. Algoritmos basados en las ecuaciones para mediciones polifásicas.....	20

5.7. Remoción de desplazamiento DC de amplitud exponencial decreciente. Circuito mímico tradicional.....	67
CAPÍTULO VI	
6. Modelado, simulación e implementación en software.	
6.1. Introducción.....	72
6.2. Plataforma de software (software de simulación y cálculo).....	73
6.3. Modelo de simulación del sistema.....	74
6.4. Casos de estudio (escenarios de simulación).....	76
6.5. Entorno de simulación.....	78
6.6. Metodología de evaluación.....	81
CAPÍTULO VII	
7. Análisis de resultados.	
7.1. Introducción.....	82
7.2. Condición prefalla.....	82
7.3. Falla monofásica AG.....	84
7.3.1. Relés de tierra.....	84
7.3.2. Relés de fase.....	87
7.4. Falla bifásica BC.....	90
7.4.1. Relés de tierra.....	90
7.4.2. Relés de fase.....	93
CONCLUSIONES	98
RECOMENDACIONES	100
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	101
BIBLIOGRAFÍA	103
ANEXO N° 1: Diseño de filtro anti-aliasing utilizado en simulación.....	105
ANEXO N° 2: Diagrama unifilar de sistema de potencia en estudio.....	107
ANEXO N° 3: Instrucciones a seguir para calcular la matriz de impedancia de barra según código en MATLAB [®] mostrado en anexo n° 5.....	109
ANEXO N° 4: Cálculo de lugar geométrico de impedancia según [11].....	112
ANEXO N° 5: Código en MATLAB [®] de cálculos de lugar geométrico de	

impedancia.....	129
ANEXO N° 6: Código en MATLAB® de funciones de estimación de impedancia aparente a partir de estimados fasoriales obtenidos con filtros FIR.....	141
ANEXO N° 7: Código de otras funciones necesarias en el desarrollo del trabajo especial de grado.....	148
ANEXO N° 8: Módulo y fase de fasores de tensión y corriente en el punto de ubicación del relé.....	151
ANEXO N° 9: Frecuencia del sistema ante eventos transitorios calculada a partir de estimados fasoriales obtenidos por el uso del filtro FIR.....	159

ÍNDICE DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Señales de entrada a esquemas de comparación, necesarias para obtener distintos tipos de relés de distancia.....	15
Tabla 2. Características de eventos de simulación.....	77
Tabla 3. Impedancias aparentes prefalla.....	82
Tabla 4. Reactancia aparente secundaria y distancia estimada ante falla monofásica a partir de mediciones de impedancia de relés de tierra.....	87
Tabla 5. Reactancia aparente y distancia estimada ante falla bifásica a partir de mediciones de impedancia de relés de fase.....	97

ÍNDICE DE FIGURAS.

	pág.
Figura 1. Concepto de distancia eléctrica hasta el punto de ubicación de un cortocircuito en una línea de transmisión.....	7
Figura 2. Operación de la protección de distancia en una red con dos fuentes de alimentación.....	11
Figura 3. Características de operación en el plano complejo $W = \bar{E}_1/\bar{E}_2$ de esquemas de comparación de fase (a) y de amplitud (b).....	14
Figura 4. Características de operación de relés de distancia en el plano R-X.....	16
Figura 5. Determinación de la condición de operación de un relé digital de distancia.....	18
Figura 6. Subsistemas de un relé digital. Las líneas punteadas indican los límites del patio de la subestación. Los demás equipos se encuentran en la casa de mando.....	21
Figura 7. Tensión, corriente e impedancia medidas por un relé de distancia.....	26
Figura 8. Diagrama R-X como un caso particular de un diagrama fasorial.....	28
Figura 9. Conexiones de transformadores de tensión y de corriente con un relé de distancia de fase.....	30
Figura 10. Conexiones de transformadores de tensión y de corriente con un relé de distancia de tierra.....	31
Figura 11. Diagrama fasorial durante una falla monofásica: (a) tensiones y corrientes; (b) impedancias aparentes.....	33
Figura 12. Resistencia de falla en línea de transmisión; (a) diagrama circuital; (b) efecto en el plano R-X.....	36
Figura 13. Circuito equivalente utilizado para ilustrar la característica de pérdida de sincronismo.....	38

Figura 14. Detección de oscilación de potencia por cálculo continuo de impedancia.....	41
Figura 15. Ilustración del proceso de estimación de fasores.....	44
Figura 16. Movimiento de una ventana de muestreo de tres muestras sobre una señal. El instante de falla se encuentra entre las muestras número 10 y 11.....	45
Figura 17. Modelo RL serie de una línea de transmisión.....	47
Figura 18. Diagrama circuital de secuencia positiva de un modelo de sistema de potencia.....	48
Figura 19. Forma de onda de tensión para una falla al 60% de la longitud de la línea mostrada en figura 18.....	49
Figura 20. Familia de formas de onda de tensión para fallas al 60% de la longitud de la línea mostrada en figura 18 para varios ángulos de inserción de falla.....	49
Figura 21. Familia de formas de ondas de tensión para varias ubicaciones de falla.....	50
Figura 22. Amplitud normalizada de respuesta en frecuencia de filtro FIR de ventana coseno para ventanas de datos de diferente longitud.....	58
Figura 23. Amplitud normalizada de respuesta en frecuencia de filtro FIR de ventana seno para ventanas de datos de diferente longitud.....	59
Figura 24. Esquema de corrección adaptativa a los cambios de la frecuencia.....	62
Figura 25. Modelo de transformador de corriente utilizado en simulación.....	75
Figura 26. Modelo de transformador de potencial capacitivo utilizado en simulación.....	76
Figura 27. Diagrama de flujo de subprograma “impedanciaAPARENTE”.....	79
Figura 28. Plano R-X de impedancia aparente secundaria vista por relés de tierra ante falla monofásica AG.....	85
Figura 29. Zoom de plano R-X de impedancia aparente secundaria vista por relés de tierra ante falla monofásica AG.....	86
Figura 30. Plano R-X de impedancia aparente secundaria vista por relés de fase ante falla monofásica AG.....	88

Figura 31. Zoom de plano R-X de impedancia aparente secundaria vista por relés de fase ante falla monofásica AG.....	90
Figura 32. Plano R-X de impedancia aparente secundaria vista por relés de tierra ante falla bifásica BC.....	91
Figura 33. Zoom de plano R-X de impedancia aparente secundaria vista por relés de tierra ante falla bifásica BC.....	92
Figura 34. Plano R-X de impedancia aparente secundaria vista por relés de fase ante falla bifásica BC.....	94
Figura 35. Zoom de plano R-X de impedancia aparente secundaria vista por relés de fase ante falla bifásica BC.....	95
Figura 36. Zoom de plano R-X de impedancia aparente secundaria vista por relés de fase ante falla bifásica BC.....	96
Figura 37. Diagrama circuital de filtro RC de dos etapas.....	105
Figura 38. Diagrama unifilar de sistema de potencia en estudio.....	108
Figura 39. Módulo y fase de fasor tensión de fase a ante falla monofásica AG.....	152
Figura 40. Módulo y fase de fasor tensión de fase b ante falla monofásica AG.....	153
Figura 41. Módulo y fase de fasor tensión de fase c ante falla monofásica AG.....	153
Figura 42. Módulo y fase de fasor corriente de fase a ante falla monofásica AG...	154
Figura 43. Módulo y fase de fasor corriente de fase b ante falla monofásica AG...	154
Figura 44. Módulo y fase de fasor corriente de fase c ante falla monofásica AG...	155
Figura 45. Módulo y fase de fasor tensión de fase a ante falla bifásica BC.....	155
Figura 46. Módulo y fase de fasor tensión de fase b ante falla bifásica BC.....	156
Figura 47. Módulo y fase de fasor tensión de fase c ante falla bifásica BC.....	156
Figura 48. Módulo y fase de fasor corriente de fase a ante falla bifásica BC.....	157
Figura 49. Módulo y fase de fasor corriente de fase b ante falla bifásica BC.....	157
Figura 50. Módulo y fase de fasor corriente de fase c ante falla bifásica BC.....	158
Figura 51. Frecuencia estimada durante una falla monofásica AG.....	159
Figura 52. Frecuencia estimada durante una falla bifásica BC.....	160

SIGLAS

2LG: Cortocircuito de dos fases a tierra o bifásico a tierra.

3 ϕ : Cortocircuito trifásico.

A/D: Conversor de analógico a digital.

a-g: Conectado entre fase a y tierra.

a-b: Conectado entre fase a y fase b.

AG: Cortocircuito monofásico entre fase a y tierra.

b-c: Conectado entre fase b y fase c.

BC: Cortocircuito bifásico entre fases b y c.

c-a: Conectado entre fase c y fase a.

DC: Direct Current (corriente directa).

FIR: Finite Impulse Response (respuesta finita al impulso).

IIR: Infinite Impulse Response (respuesta infinita al impulso).

LL: Cortocircuito de fase a fase o bifásico.

MSE: Mean Square Error (error cuadrático medio).

R-X: Resistencia-Reactancia.

RC: Resistencia conectada a un capacitor.

RL: Resistencia conectada a un inductor.

RMS: Root Mean Square (valor cuadrático medio).

SLG: Cortocircuito monofásico.

TC: Transformador de corriente.

TP: Transformador de potencial.

INTRODUCCIÓN

Los relés de distancia son utilizados como dispositivos de protección principal, en muchas ocasiones respaldados por otro relé de distancia, en los esquemas de protección de líneas de transmisión de energía eléctrica a alta tensión. En consecuencia, la programación del relé es preponderante en el desempeño del sistema de protecciones de líneas de transmisión. Debido a esto, desde la aparición de los relés de distancia se ha desarrollado una extensa teoría relacionada con su programación, teoría fundamentada en un modelo simplificado bajo el supuesto de un sistema de potencia, y de protecciones, lineal e invariante en tiempo, y en la omisión de parámetros cuya influencia se consideró despreciable y que en su momento dificultaban el análisis del sistema. No obstante, durante algunas perturbaciones este modelo simplificado no proporciona una representación adecuada del sistema, ya que los parámetros despreciados influyen considerablemente en el comportamiento del sistema de potencia tanto como de protecciones durante esta perturbación, y en consecuencia, en la respuesta del relé de distancia, lo que conduce a un funcionamiento indeseado del sistema de protecciones como consecuencia de la programación incorrecta del relé.

Sin embargo, un funcionamiento indeseado del sistema de protecciones no solo puede manifestarse como la desacertada detección de fallas, sino que también como el despeje de las mismas en tiempos mayores a los esperados, como consecuencia de la incorrecta localización de fallas en las zonas de protección del relé, aun así, este comportamiento ha sido tolerado debido a que los fenómenos asociados a las fallas, como la impedancia de arco, evitan que el subalcance del relé tenga consecuencias negativas sobre la corriente de falla o la estabilidad transitoria del sistema.

CAPÍTULO I

1. El problema.

1.1. Planteamiento del problema.

El modelo simplificado del sistema de potencia, y de protecciones, a utilizar en el procedimiento tradicional de programación de relés de distancia, introduce desviaciones del comportamiento deseado en el sistema de protecciones ante eventos transitorios. Estas desviaciones se minimizan utilizando factores de corrección obtenidos empíricamente, lo cual no asegura una programación adecuada para todos los casos de perturbaciones transitorias posibles.

De continuar con estas prácticas, el tiempo de despeje de fallas de alta impedancia o con impedancia de arco continuará siendo mayor, en muchos casos, al tiempo de despeje deseado según la ubicación de la falla, lo que además de afectar la estabilidad del sistema, también impacta la vida útil de los equipos del sistema de potencia. No obstante, el modelo completo del sistema de potencia requiere el uso de simuladores para obtener la respuesta del sistema y métodos de análisis de resultados diferentes a los establecidos en la teoría tradicional, por esta razón se plantea la realización del presente trabajo de grado aplicado al tramo de línea de transmisión Guri-Malena en 765 kV.

1.2. Objetivo general.

Analizar cambios de impedancia aparente ante eventos transitorios en la línea de transmisión Guri-Malena en 765 kV observados por un relé de distancia en el plano R-X.

1.3. Objetivos específicos.

- (a) Documentar métodos de análisis de cambios de impedancia aparente según teoría tradicional de protecciones.
- (b) Documentar métodos de análisis de cambios de impedancia aparente según teoría de protecciones basada en microprocesadores.
- (c) Identificar las características de los elementos del sistema de potencia y de protecciones.
- (d) Modelar cada uno de los elementos del sistema de potencia y de protecciones de los casos de estudio.
- (e) Simular la respuesta del sistema ante diferentes perturbaciones.
- (f) Analizar los resultados obtenidos a partir de las simulaciones.
- (g) Comparar los resultados de las simulaciones con los resultados de la teoría tradicional.

1.4. Metodología.

Para cumplir con los objetivos propuestos el estudiante:

- (a) A través de revisión de bibliografía se documentará los métodos de análisis según teoría de protecciones basada en microprocesadores.
- (b) Por medio de la documentación existente sobre el sistema identificará las características de sus elementos.
- (c) Utilizando el manual de usuario del simulador, la información contenida en la bibliografía y recomendaciones indicadas en normativas internacionales se procederá a modelar los elementos del sistema.
- (d) Utilizando simuladores se obtendrá la respuesta del sistema ante las perturbaciones seleccionadas.
- (e) Se documentará toda la información importante del estudio en el informe de trabajo de grado.

CAPÍTULO II

2. Eventos transitorios en líneas de transmisión.

2.1. Introducción.

Durante la operación normal de sistemas de potencia ocasionalmente se manifiestan fenómenos en la línea de transmisión como consecuencia de desgaste natural en los equipos, fenómenos meteorológicos o maniobras, sin embargo, algunos de estos fenómenos pueden ser causados por la ocurrencia de otro bajo condiciones especiales. No obstante, la ocurrencia de estos fenómenos puede cambiar la condición de operación del sistema hasta la condición de falla, ante la cual deben responder los sistemas de protecciones.

2.2. Eventos transitorios en sistemas de potencia.

En este trabajo especial de grado se definirá un evento como una *perturbación que cambia la condición de operación (o falla) del sistema hasta otra condición de operación (o falla)*.

Las perturbaciones consideradas en la definición anterior pueden ser permanentes, como la desconexión de equipos por largos periodos de tiempo, o transitorias como las producidas por fenómenos transitorios, en cuyo caso sería adecuado considerarlas como eventos transitorios en caso de cambiar la condición de operación del sistema. Los fenómenos transitorios serán clasificados según duración en la siguiente sección.

2.3. Clasificación de fenómenos transitorios según su duración [1].

- (a) Fenómenos transitorios ultra rápidos: Corresponden sustancialmente a descargas atmosféricas sobre las líneas de transmisión y a fenómenos producidos por operaciones de conexión y desconexión de diversos componentes de la red del sistema de potencia, tales como líneas de transmisión. Las perturbaciones de este tipo dan origen a frentes de ondas de tensión y corriente que viajan prácticamente a la velocidad de la luz por todo el sistema, y su efecto debe durar unos pocos milisegundos después de iniciado, ya que los procesos de reflexión de los frentes ondas de tensión producen tensiones elevadas que pueden destruir el equipo asociado a las líneas y causar un cortocircuito (fenómeno transitorio medianamente rápido). La razón del estudio de estos fenómenos radica en el hecho de que su análisis suministra las bases necesarias para la selección adecuada del nivel de aislamiento de los equipos eléctricos asociados a las líneas y de las líneas mismas.
- (b) Fenómenos transitorios medianamente rápidos: En este grupo se incluyen los fenómenos causados por cambios abruptos de la estructura del sistema eléctrico de potencia, los cuales son considerados fallas. Usualmente, sólo los 10 primeros ciclos son de importancia práctica y se estudian en el rango de 10 a 100 milisegundos siguientes a la falla. Estos fenómenos a su vez se clasifican en:
- Fallas shunt: Son las más comunes en los sistemas de potencia, por tanto los relés de protecciones se ajustan para su detección, éstas generalmente son de los siguientes tipos:
 - Cortocircuito trifásico (3ϕ).
 - Cortocircuito de dos fases a tierra o bifásico a tierra (2LG).
 - Cortocircuito de fase a fase o bifásico (LL).
 - Cortocircuito monofásico (SLG).

Siendo la frecuencia de ocurrencia típica de este tipo de fallas según [2] de 5%, 10%, 15% y 70%, para fallas 3ϕ , 2LG, LL, SLG respectivamente.

- Fallas serie: Generalmente este tipo de fallas son el resultado del cambio en la configuración del sistema por los relés de protecciones o por maniobras (con lo que se genera un fenómeno transitorio ultra rápido), los tipos más comunes son:
 - o Un conductor abierto.
 - o Dos conductores abiertos.
 - o Tres conductores abiertos.

Las dos primeras fallas serie son asimétricas y se obtienen como resultado de la operación de relés de protecciones, la última es simétrica, y puede deberse tanto a maniobras como la actuación de las protecciones.

- Otras fallas: Este tipo de fallas son el resultado de combinaciones de fallas shunt junto a una falla serie.

(c) Fenómenos transitorios lentos: Cuando ocurre un cortocircuito en una línea de transmisión importante y no se desconecta oportunamente la sección afectada, puede producirse uno de los fenómenos más peligrosos de un sistema eléctrico de potencia, esto es, oscilaciones mecánicas de los rotores de los generadores. Se producen fenómenos transitorios electromecánicos que se estudian bajo el nombre de estabilidad transitoria. Las oscilaciones mecánicas de los rotores son relativamente lentas, en consecuencia, los estudios de estabilidad transitoria se realizan en el rango de fracción de segundo hasta un minuto.

2.4. Respuesta ideal de relés de protecciones en líneas de transmisión ante eventos transitorios.

Idealmente los relés de protecciones en líneas de transmisión deben responder solo a cortocircuitos ubicados en su zona de protección con el mínimo retardo no intencional, dado que las fallas serie pueden ser producto del despeje de otras fallas.

Por otra parte, los relés de protecciones no deben responder ante fenómenos transitorios ultra rápidos, dado que su duración es menor al tiempo de apertura de los interruptores, haciendo inútil la generación de una señal de disparo. Además, los relés de protecciones en líneas de transmisión deben bloquear la señal de disparo durante oscilaciones de potencia, ya que al abrir los interruptores ubicados en líneas de transmisión durante oscilaciones de potencia, se podría someter los contactos de cada polo del interruptor a una diferencia de potencial igual al doble de la que debería soportar al estar abierto en condiciones normales, con lo que se causaría su destrucción.

CAPÍTULO III

3. Protección de distancia en líneas de transmisión.

3.1. Introducción.

El problema básico de protección de líneas de transmisión consiste en determinar correctamente la ubicación de una falla, con independencia de su tipo y del régimen de operación del sistema (ver figura 1), por esto los relés de distancia normalmente son usados para proteger líneas de transmisión. Estos relés, dependiendo de sus características, de su conexión con los transformadores de instrumentación y de la conexión de estos transformadores, responden a un tipo de impedancia entre el punto de ubicación de los transformadores de instrumentación (conectados al relé) y la falla. Debido a que la impedancia en cada unidad de longitud de una línea de transmisión es aproximadamente constante, estos relés responden a la distancia a la falla en la línea de transmisión (y por esto su nombre).

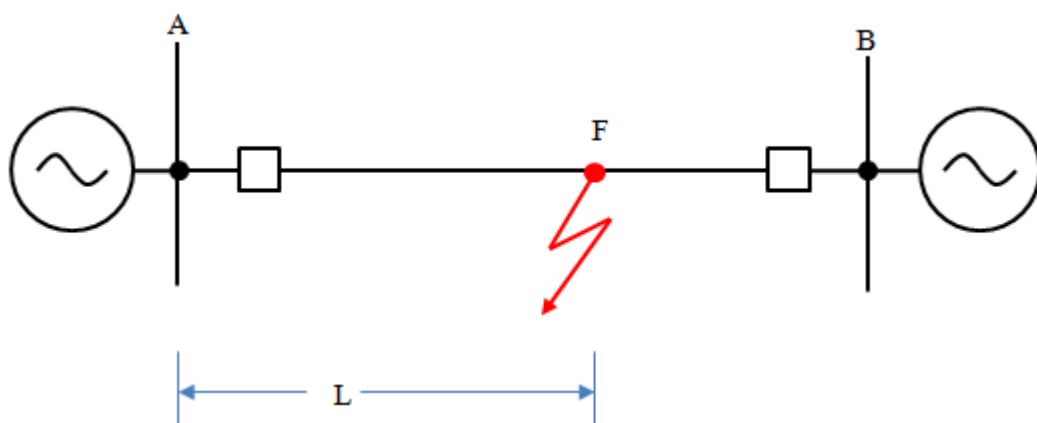


Figura 1. Concepto de distancia eléctrica hasta el punto de ubicación de un cortocircuito en una línea de transmisión.

La protección de distancia en líneas de transmisión tiene las siguientes ventajas [3]:

- (a) Alcance fijo como una función de la impedancia de la línea protegida y por tanto independencia de la operación del sistema y niveles de falla sobre un muy amplio rango.
- (b) Capacidad para operar ante corrientes de falla cercanas o menores a la máxima corriente de carga.
- (c) Mínimo o ningún sobrealcance transitorio.

Entre las desventajas de la protección de distancia pueden mencionarse:

- (a) Un relé no es capaz de proporcionar protección instantánea al 100% de una línea de transmisión, debido a que la operación de los relés de distancia en el borde de la zona de protección no es precisa, por tanto, el relé puede sobrealcancear o subalcancear para fallas cercanas a este borde.
- (b) Es más compleja y costosa que las de sobrecorriente [4].
- (c) Puede ser afectada por oscilaciones de potencia, por regímenes asimétricos, por acoplamiento mutuo entre líneas adyacentes, por la impedancia de falla y por compensación en la línea protegida [4], [5].

La aplicación más difundida de la protección de distancia es la protección de redes de alta y extra-alta tensión, donde no es conveniente proteger líneas de transmisión con relés de sobrecorriente de tiempo inverso debido a que la máxima corriente de carga y la mínima corriente de falla, valores generalmente utilizados en la programación de relés de sobrecorriente, no están lo suficiente separadas una de otra como para permitir la operación segura del relé de sobrecorriente de tiempo inverso, además, los relés de distancia son necesarios cuando conseguir un funcionamiento razonablemente rápido con relés de sobrecorriente de tiempo inverso es imposible debido al largo tiempo de espera que se necesita para obtener un disparo

selectivo con una amplia variación de magnitudes de corrientes de fallas. También pueden ser necesarios donde la relación de la corriente de falla a la corriente de carga es demasiado baja para utilizar relés de sobrecorriente. Para estos casos los relés de distancia proveen una excelente protección bajo todas las circunstancias.

Sin embargo, a pesar de que los relés de distancia pueden proteger líneas de transmisión de cualquier longitud, cuando se trata de líneas muy cortas factores como los límites de diales del relé, corrientes mínimas de funcionamiento, y la resistencia de falla pueden impedir el uso de relés de distancia.

3.2. El relé de distancia.

Un relé de protección de distancia es un relé en el que la respuesta a las señales de entradas es principalmente una función de la distancia del circuito eléctrico entre la ubicación del relé y el punto de falla [6].

La variante más difundida de los relés de distancia responde a la razón de un fasor tensión entre un fasor corriente, como se muestra en la ecuación (3.1).

$$Z_R = \frac{\bar{V}_R}{\bar{I}_R} \quad (3.1)$$

Donde:

Z_R : Impedancia medida por el relé.

\bar{V}_R : Fasor tensión, pudiendo ser tensión entre líneas, de fase o cualquier otro.

\bar{I}_R : Fasor corriente, pudiendo ser corriente “delta”, de línea o cualquier otro.

Un concepto importante en la protección de distancia es el de impedancia medida por el relé de distancia o impedancia aparente (Z_R). En condiciones normales de operación del sistema, esta impedancia es un valor relacionado con la potencia

activa y reactiva transferida por la línea protegida; sin embargo, durante un cortocircuito, (en el caso ideal) la impedancia medida coincide con la impedancia de la sección de línea comprendida entre el punto de ubicación del relé y el cortocircuito, por tanto el parámetro Z_R es proporcional a la distancia eléctrica al punto de falla en caso de cortocircuito en la línea protegida bajo condiciones ideales, es decir, impedancia de falla igual a cero.

Las protecciones de distancia pueden tener distintas características de tiempo de operación. La característica más común es la de tiempo definido con tres zonas. En la figura 2 se muestra un ejemplo de aplicación de la protección de distancia direccional a una red con fallas en varios puntos, que servirá para el análisis de la operación del relé. Para un cortocircuito en el punto F1, ubicado en la mitad de la línea BC, operan por primera zona las protecciones 3 y 4 con tiempos de operación T_3^I y T_4^I respectivamente. Las protecciones 1 y 6 detectan el cortocircuito por tercera zona e inician el proceso de operación, pero no llegan a generar el disparo si 3 y 4 lo hacen correctamente. Solo en caso de falla de la protección 3, opera 1 con un retardo de tiempo T_1^{III} y si fallase 4, operaría 6 con retardo de tiempo T_6^{III} , esta es la función de la protección de respaldo. Las protecciones 2 y 5 no operan, a pesar de estar prácticamente a la misma distancia de la falla que 3 y 4, debido a que la falla es detectada en sentido regresivo.

La operación de la protección de distancia durante los cortocircuitos no depende solamente de la distancia a la falla, sino también de otros factores que afectan la precisión de la medición de distancia, tales como la resistencia de falla, la existencia de fuentes de alimentación y de cargas entre el punto de ubicación de la protección y del cortocircuito, el desfase entre las tensiones de las fuentes de alimentación, etc.

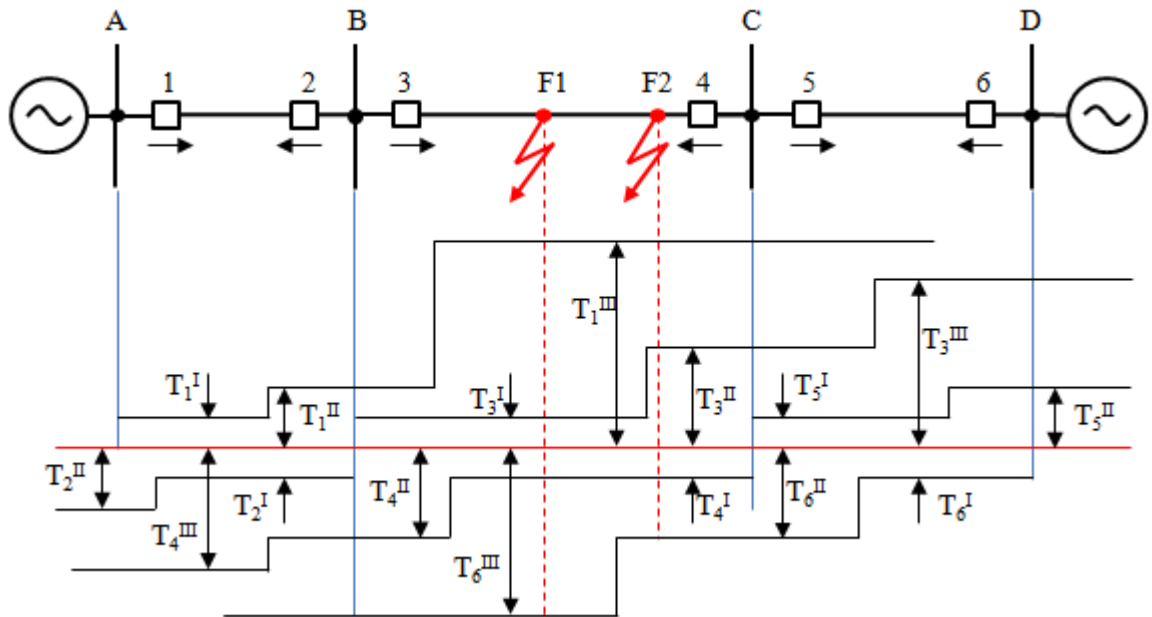


Figura 2. Operación de la protección de distancia en una red con dos fuentes de alimentación.

También es importante conocer el concepto de impedancia de arranque o de operación del relé de distancia (Z_{ar}), que es un valor de Z_R para el cual el relé cambia de la condición de no-operación a la de operación. El conjunto de valores posibles de la impedancia de arranque determina la característica de operación del relé en el plano complejo de impedancia, también llamado plano R-X.

3.3. Clasificación de los relés de distancia.

Los relés de distancia pueden clasificarse, atendiendo a diferentes criterios de la forma siguiente:

(a) Por el principio de detección del cortocircuito:

- Medición de impedancia aparente.
- Estimación directa de los parámetros de la línea protegida.

(b) Por el tipo de falla a que responden:

- Monofásicos.
 - Trifásicos.
- (c) Por el principio de funcionamiento:
- Relés analógicos:
 - Basados en la comparación de señales eléctricas.
 - Basados en sensores de impedancia.
 - Relés numéricos:
 - Basados en modelos de forma de onda de señales.
 - Basados en modelos del sistema.
- (d) Por el tipo de características de operación:
- Circulares.
 - Lineales.
 - Combinadas (poligonales, lenticulares, tipo tomate, etc.).
 - Otras.
- (e) Por la característica de tiempo de operación:
- Tiempo constante o definido.
 - Tiempo inverso.
- (f) Por la base constructiva:
- Electromecánicos.
 - Estáticos:
 - Transistorizados.
 - A base de circuitos integrados (amplificadores operacionales).
 - Digitales (basados en microprocesadores).
 - Híbridos.

3.4. Relés analógicos de distancia.

Los relés analógicos de distancia (electromecánicos y electrónicos analógicos) se basan en la comparación de amplitud y/o de fase de dos o más señales, formadas a partir del fasor tensión \bar{V}_R y del fasor corriente \bar{I}_R según ecuación (3.2). Esta

comparación no es un cálculo de impedancia aparente, por tanto, estos relés no realizan comparaciones de impedancia en el plano R-X, no obstante, a partir de la relación dada en (3.2), es posible obtener ecuaciones que relacionan la respuesta de los comparadores con la impedancia aparente.

$$\begin{aligned}\bar{E}_1 &= K_{11}\bar{V}_R + K_{12}\bar{I}_R \\ \bar{E}_2 &= K_{21}\bar{V}_R + K_{22}\bar{I}_R \\ &\vdots \\ \bar{E}_n &= K_{n1}\bar{V}_R + K_{n2}\bar{I}_R\end{aligned}\tag{3.2}$$

La comparación de fase de dos señales de entrada, la más utilizada en relés de distancia analógicos, tiene como criterio de operación:

$$\varphi_1 \leq \varphi \leq \varphi_2\tag{3.3}$$

Donde φ es el ángulo de desfase entre las señales \bar{E}_1 y \bar{E}_2 , y φ_1 y φ_2 son magnitudes constantes, denominadas límites angulares del esquema de comparación de fase. En la figura 3(a) se muestra la característica de operación de un esquema de comparación de fase. Se trata de la representación en el plano complejo $W = \bar{E}_1/\bar{E}_2$ de la condición de igualdad en la expresión (3.3).

En la comparación de amplitud de dos señales de entrada el criterio de operación es:

$$E_1 \geq E_2\tag{3.4}$$

Donde E_1 y E_2 son las magnitudes de los fasores \bar{E}_1 y \bar{E}_2 . La característica de operación de este esquema de comparación se presenta en la figura 3(b).

La respuesta de los relés de distancia analógicos está principalmente relacionada con el cociente de un fasor tensión entre un fasor corriente según (3.1),

por lo que es posible representar su característica de operación en un plano complejo de impedancia. Existe una relación biunívoca entre las variables complejas W y Z_R :

$$W = \frac{\bar{E}_1}{\bar{E}_2} = \frac{K_{11}\bar{V}_R + K_{12}\bar{I}_R}{K_{21}\bar{V}_R + K_{22}\bar{I}_R} = \frac{K_{11}Z_R + K_{12}}{K_{21}Z_R + K_{22}} \quad (3.5)$$

De donde:

$$Z_R = \frac{\bar{V}_R}{\bar{I}_R} = \frac{K_{22}W - K_{12}}{K_{11} - K_{21}W} \quad (3.6)$$

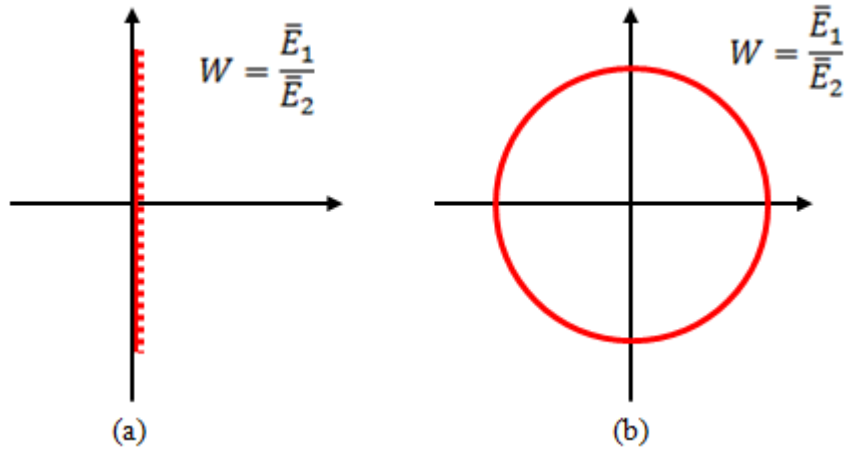


Figura 3. Características de operación en el plano complejo $W = \bar{E}_1/\bar{E}_2$ de esquemas de comparación de fase (a) y de amplitud (b).

De acuerdo con (3.5) y (3.6), a cada punto en el plano Z_R le corresponde un punto en el plano W y viceversa. La característica de operación y las zonas de operación y de no-operación en uno de los planos, tienen sus equivalentes correspondientes en el otro. El diseño de un relé de distancia implica partir de un esquema de comparación dado (una característica en el plano W) y seleccionar los coeficientes complejos K_{11} , K_{12} , K_{21} y K_{22} para obtener la característica de operación deseada en el plano complejo Z_R (transformación bilineal).

En la tabla 1 se presentan las señales de entrada que deben aplicarse a esquemas de comparación de fase y de amplitud de dos señales de entrada, para obtener las características clásicas tipo impedancia (a), mho (b), mho desplazado (c), impedancia ángulo (d), reactancia (e). Mostradas en la figura 4.

Tabla 1. Señales de entrada a esquemas de comparación, necesarias para obtener distintos tipos de relés de distancia.

Tipo de relé	De fase		De amplitud	
	\bar{E}_1 (operación)	\bar{E}_2 (polarización)	\bar{E}_1 (operación)	\bar{E}_2 (retención)
Direccional	$Z_{arMAX}\bar{I}_R$	\bar{V}_R	$Z_{arMAX}\bar{I}_R - \bar{V}_R$	$Z_{arMAX}\bar{I}_R + \bar{V}_R$
Impedancia	$Z_{ar}\bar{I}_R - \bar{V}_R$	$Z_{ar}\bar{I}_R + \bar{V}_R$	$Z_{ar}\bar{I}_R$	\bar{V}_R
Mho	$Z_{arMAX}\bar{I}_R - \bar{V}_R$	\bar{V}_R	$Z_{arMAX}\bar{I}_R$	$2\bar{V}_R - Z_{arMAX}\bar{I}_R$
Mho desplazado	$Z_{arMAX}\bar{I}_R - Z_d\bar{I}_R$	$\bar{V}_R - Z_d\bar{I}_R$	$Z_{arMAX}\bar{I}_R - Z_d\bar{I}_R$	$2\bar{V}_R - Z_{arMAX}\bar{I}_R - Z_d\bar{I}_R$
Impedancia ángulo	$Z_{arMIN}\bar{I}_R - \bar{V}_R$	$Z_{arMIN}\bar{I}_R$	$2Z_{arMIN}\bar{I}_R - \bar{V}_R$	\bar{V}_R

Para obtener características de mayor complejidad como las elípticas (f) o las poligonales (g) hay que utilizar otras variantes o combinaciones de las anteriores.

Para la conformación del esquema trifásico de la protección de distancia de una línea de transmisión con elementos analógicos existen dos alternativas:

- (a) Utilizar un mínimo de seis elementos de medición de distancia monofásicos (como los descritos anteriormente). Esta alternativa ha sido ampliamente utilizada en relés electromecánicos; se requiere de un máximo de 18 elementos de medición, pero esta cantidad puede reducirse mediante la conmutación de alcances de las zonas por un elemento de arranque.
- (b) Utilizar un relé trifásico. Estos pueden lograrse por tres métodos:

- Utilización de un selector de tipo de falla y un elemento de medición de distancia monofásico (relé conmutado).
- Comparación de fase y/o amplitud de dos señales de entrada, formadas por combinaciones de magnitudes totales y/o componentes simétricas de tensión y corriente.
- Comparación de fase de más de dos señales de entrada, formadas por combinaciones de magnitudes totales y/o componentes simétricas de tensión y corriente.

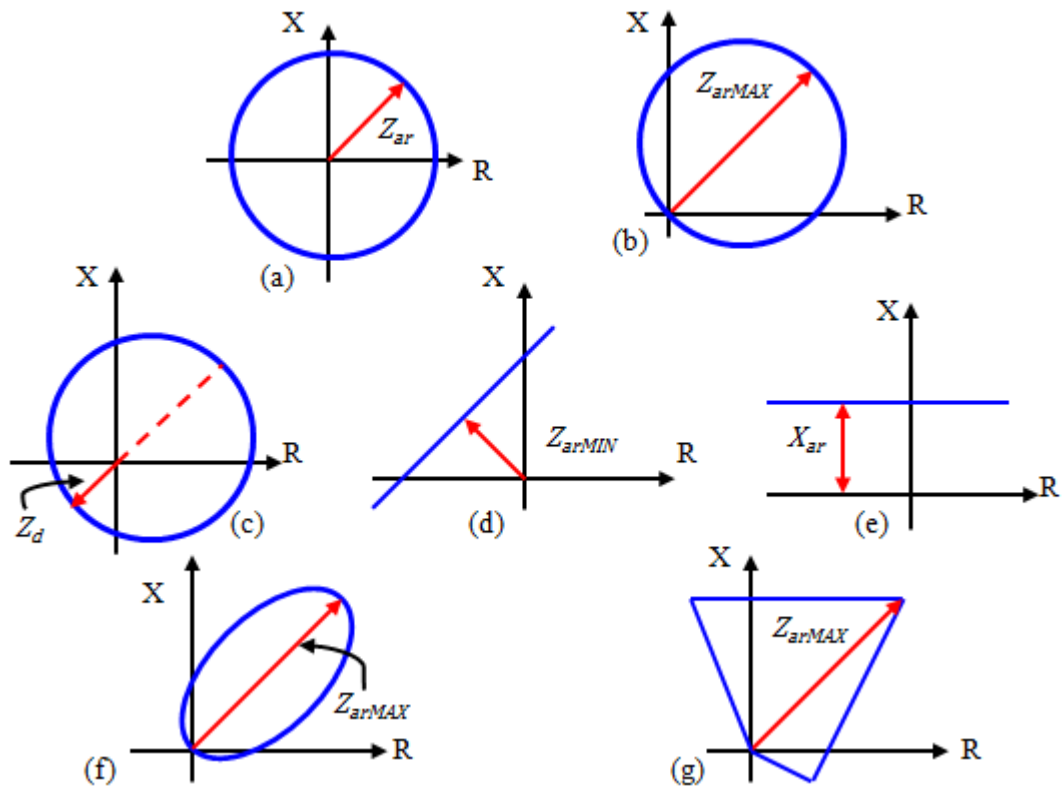


Figura 4. Características de operación de relés de distancia en el plano R-X.

3.5. Relés numéricos de distancia [7].

En los relés numéricos de distancia se aplica tratamiento digital a las señales de entrada, por tanto estos relés están limitados por la capacidad de computo de los

microprocesadores disponibles y por el algoritmo ejecutado por el microcomputador, sin embargo solo el algoritmo ejecutado es de interés en la teoría de protecciones y por tanto se describirán algunos a continuación.

3.5.1. Algoritmos de medición de distancia en el lazo de falla.

Estos algoritmos se dividen en dos grandes grupos: los basados en modelos de forma de onda de señales y los basados en modelos del sistema.

Los algoritmos basados en la forma de onda de las señales estiman los fasores de tensión y corriente a partir de los valores instantáneos medidos, con lo que puede calcularse la impedancia aparente de secuencia positiva $Z_{L1}^{(1)}$ de la sección de línea entre el relé y la falla, aplicando la ecuación apropiada según el tipo de falla, para luego compararla con la característica de operación del relé en el plano R-X, por tanto, en este trabajo especial de grado se desarrollará un algoritmo similar al implementado por este tipo de relés.

En los algoritmos basados en modelos del sistema se estiman directamente los valores aparentes de inductancia y resistencia de la línea, para esto se requiere un procesamiento previo de las muestras para formar las señales correspondientes al lazo de falla, lo que sirve para la determinación de la distancia a la falla.

Para tomar la decisión de operación del relé se requiere determinar si el cortocircuito está dentro de su alcance. En los algoritmos basados en modelos de las señales esto puede hacerse determinando si el punto extremo de la impedancia aparente está dentro o fuera de la característica de operación del relé (ver figura 5(a)). En los algoritmos basados en modelos del sistema puede utilizarse el mismo criterio, pero la característica debe representarse en un sistema de coordenadas R-L, compatible con los parámetros estimados por el algoritmo (figura 5(b)).

En la figura 5 puede apreciarse que el punto extremo de la impedancia aparente describe una trayectoria entre las condiciones de falla y prefalla, que refleja la perturbación de las señales de entrada al relé durante el transitorio asociado a la falla.

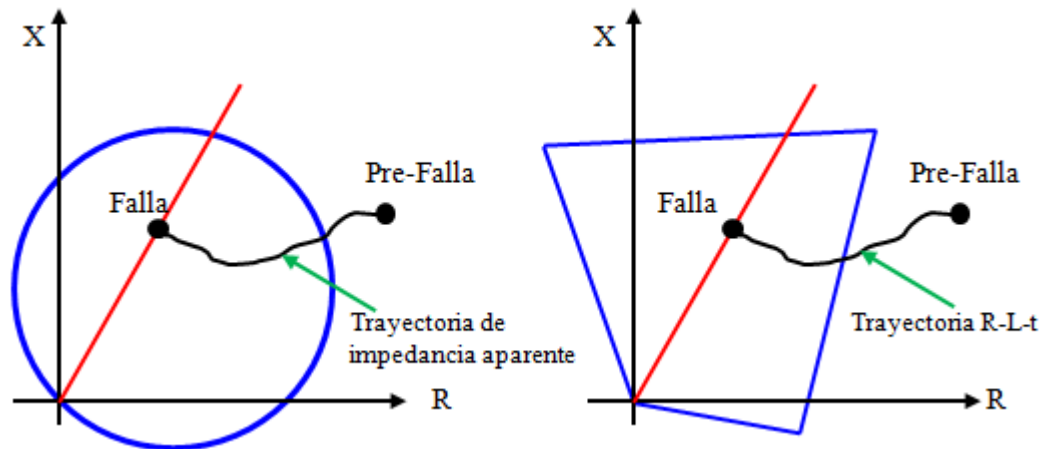


Figura 5. Determinación de la condición de operación de un relé digital de distancia.

Un aspecto importante es el referente a la utilización de los resultados del algoritmo para formar la señal de disparo del relé. Si el algoritmo rechazara totalmente las componentes transitorias de las señales de entrada, la señal de disparo podría emitirse desde la primera vez que el punto extremo de la impedancia aparente penetra en la característica de operación del relé, pero hasta el momento no existen algoritmos con tal comportamiento. Por tanto, si se utiliza este criterio de disparo, el relé tiene un sobrealcance transitorio igual al error de estimación del algoritmo. Se requiere, por tanto, un cierto procesamiento de los resultados del algoritmo para la formación de la señal de disparo. Este procesamiento posterior constituye una etapa más de filtrado del algoritmo, e incide directamente en respuesta transitoria del relé. Cuanto más eficiente sea el filtrado digital y analógico de las señales de entrada, menos filtrado posterior se requiere y viceversa.

Otro aspecto de interés es el referente a los tipos de características en el plano complejo de impedancia que pueden lograrse en los relés digitales de distancia. En las variantes analizadas anteriormente existe una gran libertad de selección de características, pues estas se representan en el algoritmo a partir de ecuaciones que las describen geoméricamente. En particular, en los relés digitales es posible lograr una gran flexibilidad en la forma de la característica poligonal, de modo que se adapte a las condiciones de la línea protegida y del sistema eléctrico de potencia.

En algunos relés de distancia los estimados fasoriales de tensión y corriente no se utilizan para calcular la impedancia aparente, sino que se sustituyen en las ecuaciones clásicas de relés de distancia analógicos. En esta variante de relé digital de distancia la característica de operación en el plano complejo es inherente, pues depende de la naturaleza de las señales \bar{E}_1 y \bar{E}_2 de (3.2) y del tipo de comparación que se haga con ellas.

3.5.2. Algoritmos basados en la selección de las fases falladas.

Un método para reducir la carga computacional del procesador consiste en hacer una determinación previa del tipo de falla y, en dependencia del resultado, hacer el cálculo de distancia para el lazo de falla. Este método es el equivalente digital de los relés de distancia conmutados, en que un selector de tipo de falla inicia las conmutaciones necesarias para aplicar a un elemento de medición único las señales de entrada correspondientes al tipo de falla.

Los algoritmos de selección del tipo de falla dan buenos resultados para la mayor parte de los cortocircuitos, en que hay cambios pronunciados en las corrientes y tensiones de las fases falladas. En aquellos cortocircuitos donde no hay cambios apreciables el algoritmo puede fallar. Para estos casos es recomendable incluir en el programa cierta lógica, que inicie el cálculo de distancia para todos los lazos de falla cuando ha transcurrido cierto tiempo y no se tiene identificado el tipo de

cortocircuito. Esto introduce un retardo adicional, que se suma al tiempo perdido en el intento de clasificar la falla, por lo que el tiempo de operación aumenta considerablemente. Sin embargo, este caso se presenta solamente para fallas lejanas o de alta impedancia, de valores de corrientes reducidos, que por lo general no comprometen la estabilidad del sistema.

3.5.3. Algoritmos basados en ecuaciones para mediciones polifásicas.

Existen relés analógicos polifásicos de distancia que basan su funcionamiento en la determinación del cumplimiento de un conjunto de ecuaciones fasoriales, validas para todos los tipos de fallas. Estas ecuaciones incluyen una característica de operación inherente, generalmente del tipo circular. La versión digital de estos relés consiste en estimar los fasores de tensión y corriente por alguno de los algoritmos basados en modelos de las señales, y sustituir estos valores en las ecuaciones correspondientes. La velocidad y precisión del relé están dadas por las características del algoritmo de identificación de parámetros.

3.6. Arquitectura de un relé numérico de distancia [8].

Aunque un relé específico puede ser diferente en algunos detalles, estos subsistemas son los más probables a ser incorporados en su diseño de alguna forma.

El diagrama de bloques en la figura 6 muestra el subsistema principal de un relé numérico. El procesador es el centro de su organización. Es el responsable de la ejecución de programas del relé, mantenimiento de varias funciones temporizadas, y comunicarse con sus equipos periféricos. Varios tipos de memorias son mostrados en la figura, cada una de ellas sirve a una específica necesidad. Entre estas están las memorias RAM (Random Access Memory), ROM (Read Only Memory), PROM (Programmable Read Only Memory), EPROM (Erasable PROM).

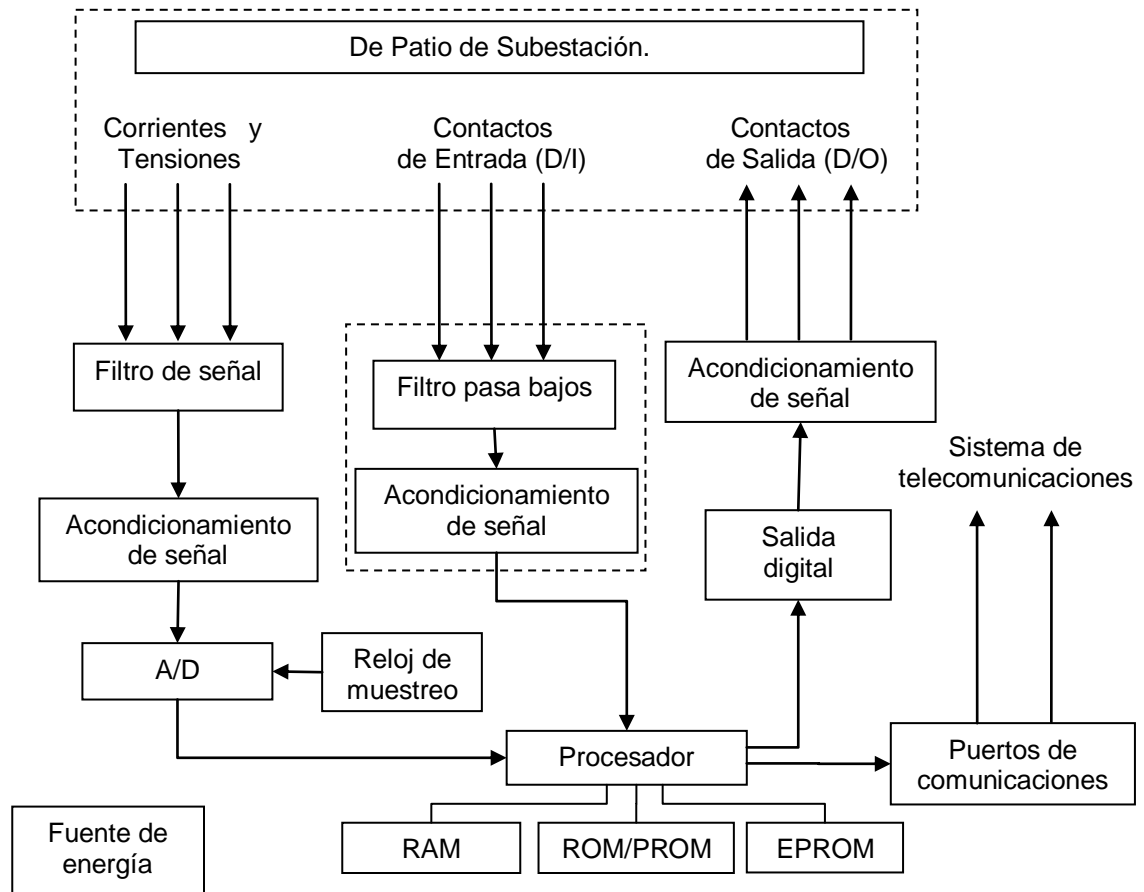


Figura 6. Subsistemas de un relé digital. Las líneas punteadas indican los límites del patio de la subestación. Los demás equipos se encuentran en la casa de mando.

Consideremos a continuación el sistema de entrada analógica. En un principio se observa que esta salida en la figura 6 se basa en transductores convencionales. Si son usados TC y TP electrónicos, los circuitos de entradas pueden variar significativamente y la data probablemente será ingresada directamente a la memoria del procesador. Las entradas del relé son tensiones y corrientes y señales digitales indicadoras del estado de contactos. Las señales analógicas deben ser convertidas a señales de tensión aptas para la conversión a la forma digital. Esto es realizado por un convertor de analógico a digital (A/D). Las señales de corriente y de tensión obtenidas desde los secundarios de los TC y TP deben ser escaladas en concordancia. El mayor valor posible de la señal debe ser anticipado, y la relación entre el valor

RMS de la señal y su valor pico debe ser tenida en cuenta. No es necesario tener en cuenta transitorios de alta frecuencia en la mayoría de los casos, ya que estos son removidos por filtros anti-aliasing los cuales tienen una baja frecuencia de corte. Una excepción es el relé de onda viajera, el cual usa la componente de alta frecuencia (onda viajera).

La entrada de corriente es transformada a tensión, por ejemplo, por una resistencia shunt de algunos miliohms. Un arreglo alternativo puede usar un TC auxiliar para reducir la corriente a un bajo nivel, sin embargo, todas las incertezas de los equipos conectados como interfaz contribuyen al error de conversión y por tanto, estas incertezas deben ser lo más pequeñas posibles.

La conexión al transformador de potencial es realizada a través de un circuito protegido por fusible que provee a cada instrumento o relé, y un circuito similar puede proveer también al relé numérico. La reducción de tensión desde los niveles del secundario del transformador de potencial a los niveles de tensión de operación del A/D se puede realizar con un divisor de tensión resistivo.

Es deseable, pero no esencial, que todas las señales se muestreen simultáneamente, la necesidad de esto se debe a que muchas de las funciones del relé requieren la medición simultánea de dos o más cantidades fasoriales. Esto se debe a que si los fasores de las señales $x(t)$ y $y(t)$ son calculados a partir de sus muestras tomadas en los instantes t_x y t_y , la referencia para estos dos fasores diferirá para cada uno en un ángulo θ , donde:

$$\theta = (t_x - t_y) \frac{2\pi}{T} \text{ [[rad]]} \quad (3.7)$$

Donde T es el periodo de la señal de frecuencia fundamental. En algunos casos se obtienen beneficios por el muestreo coherente de todas las variables de una

subestación o de todo el sistema. En casos de no ser posible el muestreo simultaneo se aplican factores de corrección obtenidos de forma muy similar al valor de θ obtenido previamente.

Regresando a la figura 6, la salida digital del procesador es usada para dar ordenes de apertura o cierre a los contactos del relé o salidas digitales como transistores o tiristores.

Finalmente, la fuente de alimentación es usualmente el banco de baterías de la subestación.

CAPÍTULO IV

4. Desempeño de un relé de distancia.

4.1. Introducción.

Las características de operación de los relés de distancia y las impedancias del sistema "vistas" por estos determinan su desempeño. Si se sabe exactamente que impedancias son vistas por un sistema de relés, su comportamiento durante oscilaciones de potencia, con o sin fallas en el sistema, se puede predecir, y más importante, pueden seleccionarse los relés con características más adecuadas para determinadas aplicaciones.

El método más usado en el análisis del desempeño de relés de distancia (analógicos o numéricos) es la comparación de diagramas de impedancia en el plano R-X, donde resistencia y reactancia son abscisa y ordenada, respectivamente. En este gráfico, la curva característica de operación del relé y las impedancias del sistema vistas por el relé en condiciones de funcionamiento especificadas pueden ser trazadas en el mismo gráfico, es decir, se pueden representar en la misma escala. De este modo, si la impedancia del sistema vista por un relé cae dentro de los límites de la curva característica del relé, el relé operará; si cae fuera de este límite, el relé no operará.

Más adelante en este capítulo se proporcionan ecuaciones con las que pueden ser calculadas las impedancias del sistema vistas por los relés durante varios tipos de fallas, y luego situadas en los diagramas de impedancia para sistemas de protecciones dados.

4.2. Diagramas de impedancia en el plano R-X.

En general, todos los relés electromecánicos responden a una o más de cantidades de entrada productoras de par de torsión: (a) tensión, (b) corriente, (c) producto de la tensión, la corriente y el ángulo entre ellos y (d) una fuerza de diseño proporcionada por un muelle de control. Consideraciones similares aplican para relés de estado sólido. Para los relés del tipo producto, como los relés de distancia, analizar la respuesta del relé para todas las condiciones es difícil porque la tensión varía para cada falla, o varía para la misma falla pero bajo diferentes condiciones de operación.

Para resolver esta dificultad es común utilizar un diagrama de impedancia en el plano R-X para analizar y visualizar la respuesta del relé. Utilizando solo dos cantidades R y X (o Z y θ), se evita la confusión introducida por el uso de tres cantidades E, I e θ . Una ventaja significativa en el uso de diagramas de impedancia en el plano R-X es que permite representar el relé y el sistema en un mismo diagrama.

Considere un cortocircuito ideal (impedancia de falla igual a cero) en el punto F en el sistema mostrado en la figura 7. El relé de distancia en consideración está ubicado en el terminal A. La tensión y la corriente primaria en el punto de ubicación del relé están relacionadas por:

$$Z_{f,P} = \frac{\bar{E}_P}{\bar{I}_P} \quad (4.1)$$

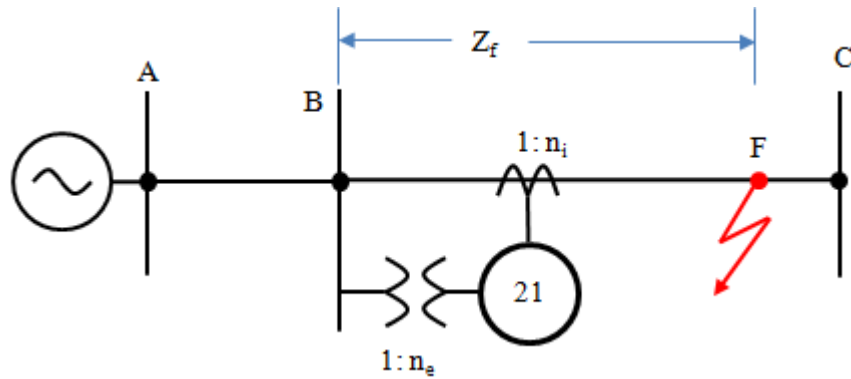


Figura 7. Tensión, corriente e impedancia medidas por un relé de distancia.

Donde el subíndice p representa cantidades primarias. En términos de cantidades secundarias de transformadores de tensión y corriente, el relé ve la impedancia primaria $Z_{f,P}$ como $Z_{f,S}$ donde:

$$Z_{f,S} = \frac{\bar{E}_S}{\bar{I}_S} = Z_{f,P} \frac{n_i}{n_e} \quad (4.2)$$

Siendo n_i y n_e las relaciones de transformación del transformador de corriente y de tensión respectivamente. Es costumbre suprimir el subíndice S , sobreentendiendo que las cantidades secundarias siempre son las implicadas. Entonces se entenderá $Z_{f,S}$ cuando se use Z_f .

Aunque se ha definido Z_f en condiciones de falla, debe tenerse en cuenta que la razón de \bar{E} e \bar{I} en el punto de ubicación del relé es una impedancia en todas las circunstancias, y cuando la falla ocurre, esta impedancia toma el valor Z_f . En general, la relación \bar{E}/\bar{I} es conocida como la impedancia aparente “vista” por el relé. Esta impedancia puede ser graficada como un punto en el plano complejo R-X. Este es el plano de ohmios secundarios (aparentes).

Otra forma de analizar la impedancia aparente vista por un relé consiste en considerar a la impedancia como el fasor de tensión en la ubicación del relé, a condición de que el fasor corriente se tome como referencia de magnitud unitaria, es a menudo muy útil cuando se han de determinar las respuestas del relé a las condiciones cambiantes del sistema. Por ejemplo, considere la impedancia aparente vista por el relé cuando hay flujo de corriente normal en la línea de transmisión. Si la corriente de carga es de magnitud constante, y la tensión del otro extremo de la línea es magnitud constante, el fasor de tensión correspondiente, y por tanto la impedancia, describirá un círculo en el plano R-X. Cargas más ligeras -es decir, una menor magnitud de la corriente- producen círculos de diámetros mayores. Del mismo modo, cuando el factor de potencia de la carga es constante, el lugar geométrico de impedancia es una línea recta que pasa por el origen. Note que cuando la potencia entra en la línea, las impedancias aparentes correspondientes se encuentran en la mitad derecha del plano R-X, mientras que un flujo de potencia invertido se mapea en el semiplano izquierdo.

Asimismo factores de potencia en atraso se grafican en el semiplano superior, mientras que factores de potencia en adelanto en el semiplano inferior. Transferencia de potencia cero corresponde a los puntos en el infinito. Una línea abierta en el extremo remoto conduce corriente reactiva, y por lo tanto la impedancia aparente asignará a una gran distancia a lo largo del eje X negativo.

Consideremos una falla en la ubicación F como se muestra en la figura 7. La impedancia aparente correspondiente se muestra en F en la figura 8. Como la ubicación de la falla se mueve a lo largo de la línea de transmisión, el punto F se mueve a lo largo de la línea recta \overline{AB} en la figura 8. Por lo tanto, la línea de transmisión se ve como la línea \overline{AB} en el plano R-X. La línea \overline{AB} forma un ángulo θ con el eje R, donde θ es el ángulo de impedancia de la línea de transmisión. Cuando la falla está en la línea de transmisión, las gráficas de impedancia aparentes están sobre la línea \overline{AB} , para todos los demás fallas o condiciones de carga, las gráficas de

impedancia están fuera de la línea \overline{AB} . A menudo es conveniente representar la impedancia de la fuente (Z_s) también en el diagrama R-X, como se muestra en la figura 8.

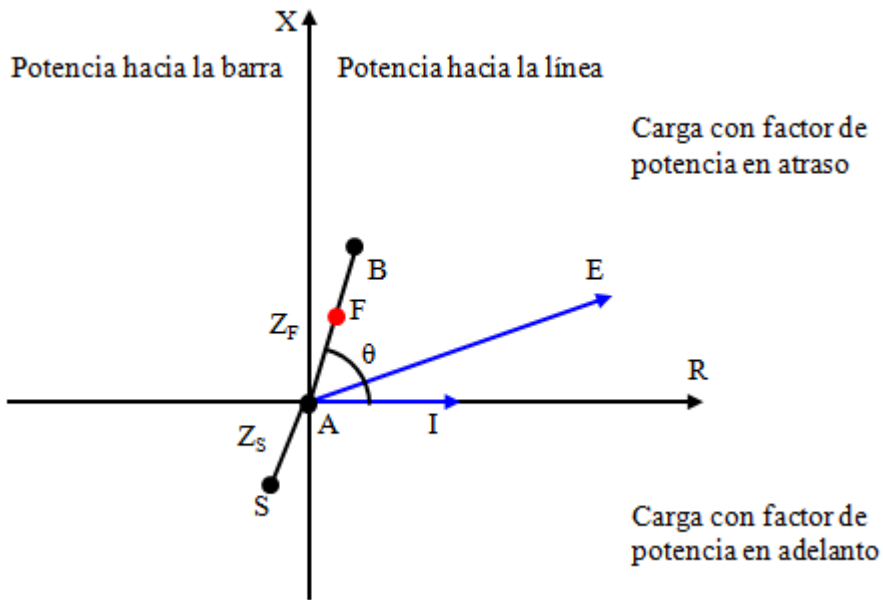


Figura 8. Diagrama R-X como un caso particular de un diagrama fasorial.

4.3. Impedancia aparente a relés de distancia [5].

En un sistema de potencia trifásico, hay diez tipos comunes de fallas shunt: una falla trifásica, tres fallas bifásicas a tierra, tres fallas de línea a línea y tres fallas monofásicas a tierra.

Las ecuaciones que gobiernan la relación entre las tensiones y corrientes en la ubicación del relé son diferentes para cada una de estas fallas. Por lo tanto, se necesitan varios relés de distancia, cada uno de ellos energizado por un par de entradas de tensión y corriente, para medir la distancia a la falla correctamente.

“Es un principio fundamental de la protección por relés de distancia que, independientemente del tipo de falla en cuestión, la tensión y la corriente que energizan al relé apropiado son tales que el relé mide la impedancia de secuencia positiva para la falla. Una vez logrado esto, la configuración de zona de todos los relés se pueden basar en el total de impedancia de secuencia positiva de la línea, sin importar el tipo de falla” [5].

Si se considera una línea de transmisión de capacitancia despreciable, en la que ha ocurrido un cortocircuito ideal a la fracción de distancia k desde la ubicación del relé. Si la falla involucra dos fases x e y , siendo $x \neq y$; e $x, y = a, b, c$, entonces puede demostrarse que:

$$\frac{E_x - E_y}{I_x - I_y} = kZ_l \quad (4.3)$$

Donde Z_l es la impedancia de secuencia positiva de la línea entera y k es la fracción de la línea a la cual ocurre la falla. Las diferencias de tensiones y corrientes de fase utilizados en la ecuación (4.3) son conocidos como de las tensiones y corrientes “delta”, y vemos que los relés energizados por las tensiones y corrientes delta responden a la impedancia de secuencia positiva a una falla multifásica. Un complemento de tres relés de distancia de fase abarca siete defectos multifase. Para las fallas de línea a línea o bifásica a tierra, uno de los tres relés mide la impedancia de secuencia positiva para la falla, mientras que, para un falla trifásica, todos los tres relés de miden la impedancia correcta. Las conexiones para los relés de fase se muestran esquemáticamente en la figura 9.

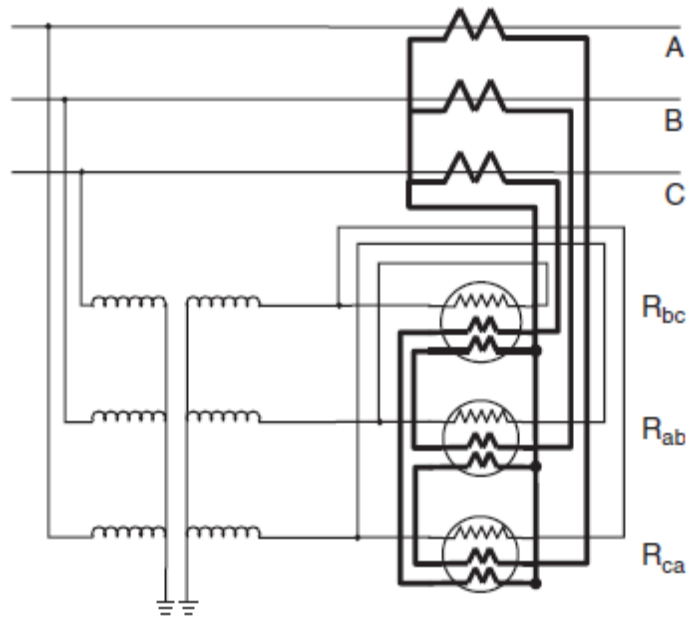


Figura 9. Conexiones de transformadores de tensión y de corriente con un relé de distancia de fase.

Similarmente, para una falla monofásica a tierra de la fase x :

$$\frac{E_x}{I_x + mI_0} = kZ_l \quad (4.4)$$

Siendo m igual a $(Z_0 - Z_l)/Z_l$ y Z_0 es la impedancia serie de secuencia cero de la línea. En la ecuación anterior suele definirse la corriente compensada de fase como $I'_x = I_x + mI_0$.

Por lo tanto, si el relé de distancia se energiza con la tensión de una fase, la corriente de esa fase y la corriente de secuencia cero en el punto de ubicación del relé, entonces mide la impedancia de secuencia positiva a la falla. Al igual que en el caso de los relés de fase, se necesitan tres relés de distancia de tierra para cubrir las tres fallas de una fase a tierra. Cabe señalar que para una falla trifásica, ya que no hay corriente de secuencia cero para esta falla, los tres relés de distancia de tierra también miden la distancia correcta a la falla. Un esquema de conexión para los tres relés de

distancia de tierra se muestra en la figura 10. Un complemento de relés de distancia de fase y relés de distancia de tierra requerirá seis elementos de medición de distancia conectados como se muestra en las figuras 9 y 10.

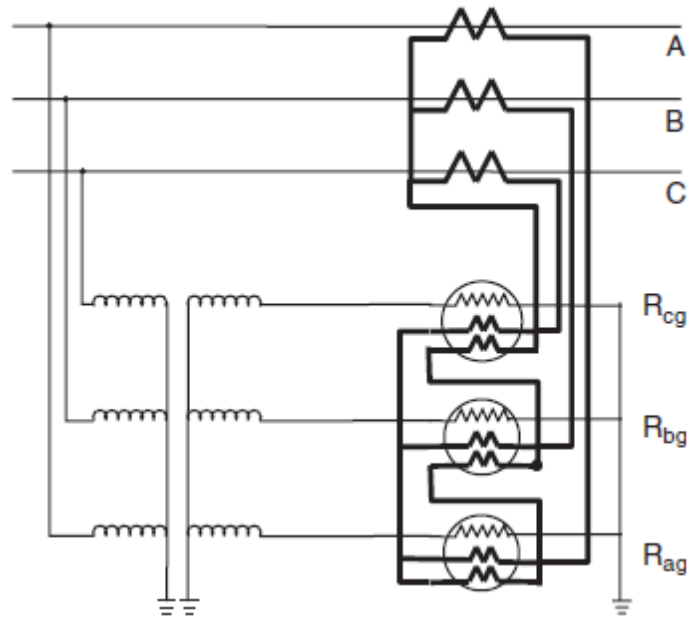


Figura 10. Conexiones de transformadores de tensión y de corriente con un relé de distancia de tierra.

Es de destacar que en la deducción de las ecuaciones (4.3) y (4.4) mostrada en [5] no se considera un modelo específico de los generadores, ni de las cargas, tampoco se considera una topología especial del sistema externo a la línea, por tanto, los resultados obtenidos con estas ecuaciones siempre será la impedancia de secuencia positiva entre la línea y la falla siempre y cuando la línea de transmisión en estudio sea de capacitancia despreciable y el cortocircuito en cuestión sea ideal. En consecuencia, la razón de las tensiones y corrientes apropiadas representan la fracción de la impedancia de secuencia positiva de la línea a la que ocurre la falla. La razón calculada puede ser comparada con la impedancia de secuencia positiva total de la zona protegida, y si es menor el disparo se produce. Debe notarse que la razón de dos fasores, como el numerador y el denominador de las ecuaciones (4.3) y (4.4), siendo

estos números complejos, es un número complejo. Consecuentemente, la comparación es hecha en el plano complejo de impedancia (plano R-X) como el mostrado en la figura 8. Para fallas en la línea de transmisión, la relación es un número complejo situado sobre \overline{AB} (ver figura 8). No obstante, considerando la inexactitud intrínseca de los traductores y del relé, tanto como las debidas a la resistencia de arco de falla, hacen necesario definir una región en el plano complejo conteniendo un área sustancial alrededor de la línea \overline{AB} . Un rectángulo, círculo, o un segmento de círculo son todas formas aceptables y definen una zona de protección en el plano R-X.

4.4. Relés en fases no falladas [5].

Aunque hay tres relés de distancia de fase y tres relés de distancia de tierra en uso para la protección contra las fallas shunt más comunes de falla shunt en un sistema trifásico, sólo uno de estos relés mide la distancia correcta a la falla para un tipo de falla específico diferente al cortocircuito trifásico, y es interesante ver lo que miden los relés restantes. En general, las impedancias medidas son mayores que la impedancia a la falla. Sin embargo, bajo ciertas condiciones -tales como fallas cercanas- la distancia medida por los otros relés puede ser tal que una operación errónea de algunos de los otros relés es posible. Por supuesto, si el sistema de protección está diseñado para el disparo de las tres fases para cada falla, el hecho de que uno o más relés pueden funcionar durante una falla no es de importancia práctica, aunque identificaciones erróneas producidas por algunos de los relés pueden conducir a confusión innecesaria en el análisis postmortem de la falla, no obstante en las redes de alta tensión donde la estabilidad transitoria es crítica, este asunto es de interés fundamental, y por esto hay que evitarlo si es posible. Por lo tanto, a continuación se examinará el funcionamiento de los relés de distancia de fase para una falla monofásica a tierra en la fase a. Un análisis similar se puede llevar a cabo para todos los relés de distancia en las fases sin falla para cada uno de los tipos de falla.

Considere el diagrama fasorial para un cortocircuito monofásico en la fase a (AG) en un sistema radial sin carga, como se muestra en la figura 11. Las tensiones y corrientes prefalla están representadas por las cantidades sin primas, mientras que las cantidades en falla se muestran con cantidades con primas. Este es un sistema radial sin carga, no existe una corriente de prefalla. La tensión en la fase a en la ubicación del relé se reduce a un valor pequeño durante la falla, mientras que la corriente en la fase a atrasa la tensión de la fase a por el ángulo de impedancia de la combinación ($Z_1 + Z_2 + Z_0$). Las tensiones de las fases sin falla cambiarán en magnitud y en ángulo como se muestra en el diagrama de fasorial. Para este caso (ya que $I_a = 3I_0$) la corriente de fase compensada está dada por $I'_a = \left(1 + \frac{m}{3}\right) I_a$. Los relés de distancia de fase usan las corriente delta, y ya que $I_b = I_c = 0$. Las tres corrientes delta para estas fallas son $(I_a - I_b) = I_a$, $(I_c - I_a) = -I_a$ y $(I_b - I_c) = 0$. Estas corrientes y tensiones delta son mostradas en la figura 11.

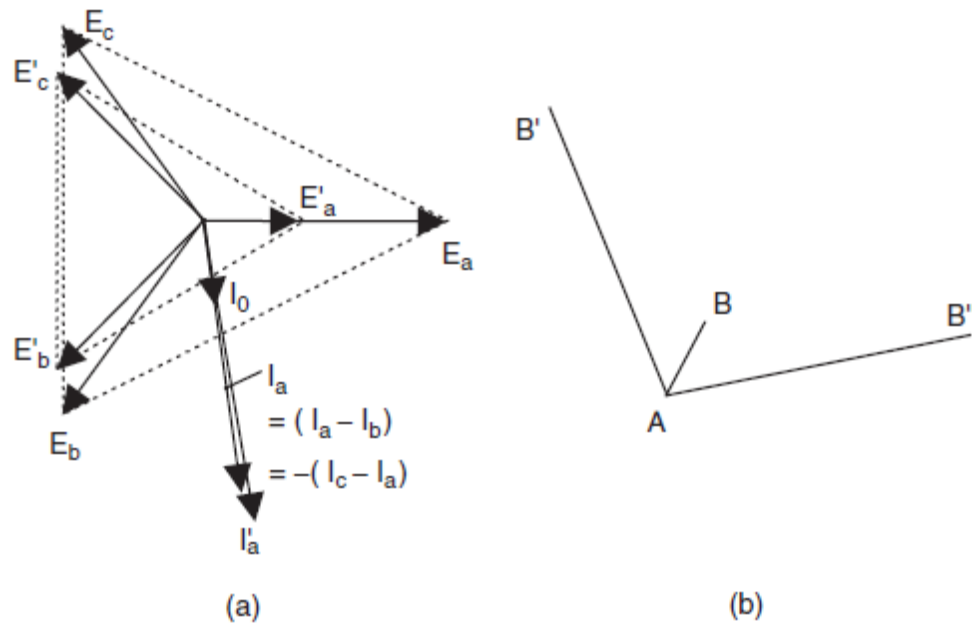


Figura 11. Diagrama fasorial durante una falla monofásica: (a) tensiones y corrientes; (b) impedancias aparentes.

Recuerde que la impedancia vista por cualquier relé es igual a su tensión cuando la corriente correspondiente se toma como un fasor de referencia de magnitud unitaria. Dado que la corriente delta actual del relé b-c (entre fases b y c) es cero para esta falla, se ve una impedancia infinita, y no mal funcionamiento. Como las corrientes delta para los relés a-b y c-a son I_a y $-I_a$, respectivamente, se puede visualizar su respuesta a esta falla dibujando la tensión delta E_{ab} y E_{ca} con I_a y $-I_a$ como los fasores unidad de referencia, y ajustar (aumentar) la magnitud de los dos fasores de tensión por el factor $\left(1 + \frac{m}{3}\right)$, en relación con la tensión de fase a. Este último ajuste es necesario debido a la tensión de fase a se ve como la impedancia de falla con $I'_a = \left(1 + \frac{m}{3}\right) I_a$ como la unidad de medición, mientras que E_{ab} y E_{ca} son impedancias de falla vistas por los dos relés con I_a como la unidad de medida.

Por lo tanto, las impedancias vistas por los relés a-g, a-b y c-a para la falla AG son vistas como AB, AB' y AB'', respectivamente, como se muestra en la figura 11. Debe quedar claro que para una falla a tierra cerca de la ubicación del relé, los relés a-b y c-a pueden funcionar mal, si la zona de protección cubre AB' y AB'' para valores pequeños de AB.

El análisis presentado anteriormente debe modificarse para incluir el efecto de la carga prefalla. La corriente de carga cambiará los fasores de corriente, y por lo tanto las impedancias vistas por los relés, sin embargo, estos efectos son de menor importancia en una discusión cualitativa.

4.5. Resistencia de falla [5].

En el desarrollo de las ecuaciones del relé de distancia, se asumió que la falla en cuestión fue un cortocircuito ideal (es decir, impedancia de falla igual a cero). En realidad, en la mayoría de los casos, para las fallas multifase el arco de falla será entre dos conductores de alta tensión, mientras que para fallas a tierra la ruta de falla puede

consistir de un arco eléctrico entre el conductor de alta tensión y un objeto conectado a tierra como el cable de guarda, o la torre en sí. En cualquiera de los casos, la ruta de falla tendrá una resistencia asociada, que puede consistir en una resistencia de arco o en la resistencia del arco en serie con la resistencia al pie de la torre en el caso de una falla a tierra. La resistencia al pie de la torre es prácticamente constante durante la falla, Mientras que la resistencia de arco cambia en el tiempo a medida que la corriente de falla continúa fluyendo. Durante el período inicial del arco, por ejemplo en los primeros pocos milisegundos, la resistencia de arco es insignificante, y como el canal de arco se alarga en el tiempo, aumenta la resistencia de arco. Por consideraciones de protecciones, se asume generalmente que la resistencia de arco es una constante, dada por una formula empírica mostrada en [9]:

$$R_{arc} = \frac{76V^2}{S_{sc}} \quad (4.5)$$

Donde V es la tensión nominal del sistema en [kV] y S_{sc} es la potencia de cortocircuito en [kVA] en el lugar de falla.

La resistencia de falla introduce errores en la estimación de distancia a la falla, y por lo tanto puede crear un funcionamiento poco fiable de un relé de distancia.

Considere el sistema de transmisión unifilar que se muestra en la figura 12(a), donde se supone que la resistencia de falla es igual a R_f . Si la contribución a la falla desde el extremo remoto es I_r , la corriente de falla $I_f = I + I_r$, y la tensión en la ubicación del relé viene dado por:

$$E = Z_f I + R_f (I + I_r) \quad (4.6)$$

La impedancia aparente Z_a vista por el relé es:

$$Z_a = \frac{\bar{E}}{\bar{I}} = Z_f + R_f \left(\frac{\bar{I}_r}{\bar{I}} + 1 \right) \quad (4.7)$$

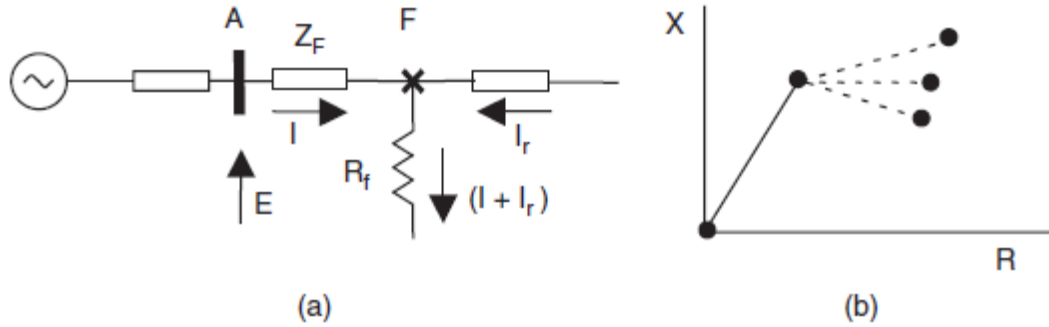


Figura 12. Resistencia de falla en línea de transmisión; (a) diagrama circuital; (b) efecto en el plano R-X.

Donde \bar{I}_r puede no estar en fase con \bar{I} , siendo la fase entre estas corrientes función del flujo de carga. La resistencia de falla contribuye al error de la resistencia, así como de la reactancia medida, del segmento de línea en falla, no obstante, el error en la reactancia es generalmente menos marcado, y por tanto su medición es más confiable en cuanto a determinación de distancia a la falla se refiere. Esto se ilustra en el diagrama R-X en la figura 12(b).

Con el fin de adaptarse a la resistencia en la trayectoria de falla, es necesario dar forma a la zona de disparo de un relé de distancia de una manera tal que la región que rodea la impedancia aparente se incluye dentro de la zona. Diferentes tipos de relé de distancia tienen diferentes capacidades de adaptación a la resistencia de falla. Se debe recordar que un área más grande para la zona de protección en el plano R-X tiene capacidad para una mayor resistencia en la ruta de falla, mientras afecta la máxima carga permitida por el relé.

4.6. Oscilaciones de potencia.

La estabilidad transitoria en los sistemas de potencia tiende a ser crítica en los sistemas de alta tensión. La tensión reducida y la alta corriente durante oscilaciones de potencia son interpretadas como una impedancia aparente cambiante por los relés de distancia comúnmente utilizados en la protección de líneas de transmisión.

El peor caso se observa cuando dos máquinas o grupos de máquinas están fuera de sincronismo, ya que hay un momento en cada ciclo de deslizamiento en el cual la diferencia de fase entre las tensiones internas de los generadores es de 180° . En este momento, las condiciones eléctricas son muy similares a las obtenidas cuando hay un cortocircuito trifásico en el punto eléctrico medio entre las máquinas. Esto es, las tensiones línea-línea en el punto aparente de falla son cero, y las corrientes de línea son altas. Como resultado el relé puede ver una falla aunque no la haya. Y los relés de protección en la línea en la cual la falla aparenta estar pueden dar orden de disparo a los interruptores asociados.

Por esto, si dos máquinas o varios grupos de máquinas están oscilando una respecto a la otra después de despejar una falla severa o luego de cambios importantes en la topología de la red, aunque ellas no pierdan sincronismo con las demás, habrán momentos cuando la diferencia de fase entre las tensiones internas es tan grande que las condiciones eléctricas en la red engañan a los relés, ya que se aproximan bastante a un cortocircuito trifásico.

Los efectos de oscilaciones de potencia y de pérdida de sincronismo en la operación de un relé de distancia puede ser convenientemente ilustrada por un sistema de dos máquinas como el mostrado en la figura 13.

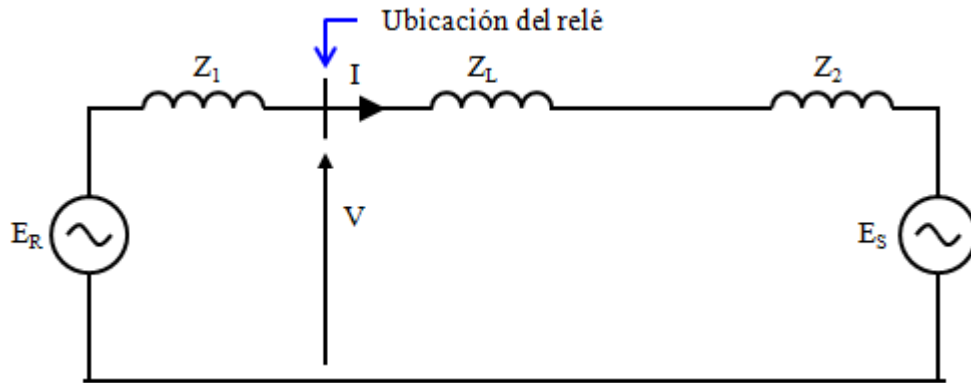


Figura 13. Circuito equivalente utilizado para ilustrar la característica de pérdida de sincronismo.

Aquí, en la figura 13, E_R y E_S son las tensiones detrás de la reactancia transitoria, estas tensiones son asumidas constantes en magnitud pero variantes en fase durante oscilaciones y pérdida de sincronismo; E_R adelanta E_S por el ángulo variable δ . La corriente en el circuito serie es (con E_S como referencia)

$$I = \frac{E_R \angle \delta - E_S}{Z} \quad (4.8)$$

Donde Z es la impedancia entre las fuentes. La tensión en el relé es:

$$V = E_R \angle \delta - Z_1 I \quad (4.9)$$

Donde Z_1 es la impedancia entre el relé y la fuente E_R , al sustituir la corriente en la ecuación anterior:

$$V = \frac{(Z - Z_1)E_R \angle \delta + E_S Z_1}{Z} \quad (4.10)$$

La impedancia aparente vista por el relé es entonces:

$$Z_R = \frac{\bar{V}}{\bar{I}} = \frac{(Z - Z_1)E_R \angle \delta + E_S Z_1}{E_R \angle \delta - E_S} \quad (4.11)$$

Si las impedancias son constantes, el módulo de las tensiones constante y δ variable, el lugar geométrico de Z_R describe un lugar geométrico de impedancia (en el plano R-X) que será una circunferencia o una línea recta, dependiendo de la relación entre los módulos de E_R y E_S , y de las características de la red, cuando el ángulo de fase (δ) entre las tensiones varía de 0 a 2π rad [10], [11]. No obstante, las curvas de oscilación en los sistemas modernos son más complejas y son arcos de curvas que son función de la diferencia de la tensión en cada extremo del sistema, impedancia variable y tensión variable del sistema, acciones de control de gobernadores y reguladores, etc.

En la referencia [11] se describe un método de elaboración de gráficos de impedancia (impedancia vista por un relé de distancia durante oscilaciones de potencia con y sin fallas) del sistema aplicable a cualquier sistema trifásico que puede ser sustituido durante oscilaciones de potencia por los equivalentes de secuencia positiva de dos máquinas síncronas con tensiones generadas equilibradas, conectadas por una red trifásica lineal y simétrica, en la que impedancias de secuencia positiva y negativa se puede suponer igual; donde los parámetros son la relación entre los módulos de las tensiones internas y la diferencia de fase entre estas tensiones.

Sin embargo, se debe recordar que las oscilaciones (de potencia) estables se caracterizan por un movimiento del ángulo δ en amplios intervalos. Durante una oscilación estable, el ángulo δ oscila alrededor de un punto de equilibrio, mientras que durante una oscilación inestable aumenta progresivamente el ángulo δ (o disminuye), y adquiere valores más allá del rango de $\pm 2\pi$ rad. Por esto, la impedancia aparente vista por el relé no describirá una circunferencia durante oscilaciones estables, sino que un arco de esta.

No obstante, dado que el ángulo de fase entre las tensiones internas de los generadores es directamente proporcional al ángulo de los rotores, entonces queda claro que, si cambia el ángulo del rotor varía la impedancia aparente vista por los relés de distancia.

Lo anterior indica cierta dependencia entre la respuesta del relé de distancia y los parámetros mecánicos de las máquinas, en consecuencia, el cambio instantáneo de la impedancia efectiva entre las máquinas provocado por una falla, y el posterior cambio de la impedancia al corregir la falla, perturba el estado de equilibrio del sistema y somete a los rotores a un par de aceleración, que depende del ángulo δ . Lo que pone de manifiesto que los ángulos del rotor no se pueden mover instantáneamente para compensar estos cambios.

La potencia acelerante (P_a) aplicada al rotor de cada generador, producto del par de aceleración, es la diferencia entre la aportación de potencia mecánica (P_m) y la salida de potencia eléctrica (P_e). La energía acelerante es diferente de cero cuando la red se ve perturbada de su estado estacionario. Una falla y su posterior despeje son ambas perturbaciones. La potencia acelerante puede ser calculada con la ecuación de oscilación del modelo clásico de estabilidad en un sistema sin pérdidas.

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = P_m - \frac{E_S E_R}{X} \text{sen}(\delta) \quad (4.12)$$

Donde H es la constante de la inercia de la máquina definida como la energía cinética almacenada en el rotor a la velocidad síncrona dividida entre la potencia aparente de la máquina, y ω_s es la velocidad angular síncrona de la máquina en [rad/s]. Todas las demás cantidades en la ecuación anterior son en por unidad. Las unidades de la constante de inercia son segundos. Las condiciones iniciales dependen del flujo de carga del sistema.

De lo anterior se observa que el ángulo δ es una función del tiempo, pero la impedancia aparente vista por el relé de distancia es función del ángulo δ , por tanto la impedancia aparente es función del tiempo y de los demás parámetros mencionados anteriormente.

Uno de los métodos de la técnica digital empleado en la detección de oscilaciones de potencia es el de cálculo continuo de impedancia. Este método consiste en el cálculo de la impedancia aparente observada por el relé y su comparación con valores de impedancia observados anteriormente en el plano R-X, los puntos obtenidos pertenecen a la trayectoria de impedancia de la oscilación [12], la figura 14 ilustra este método.

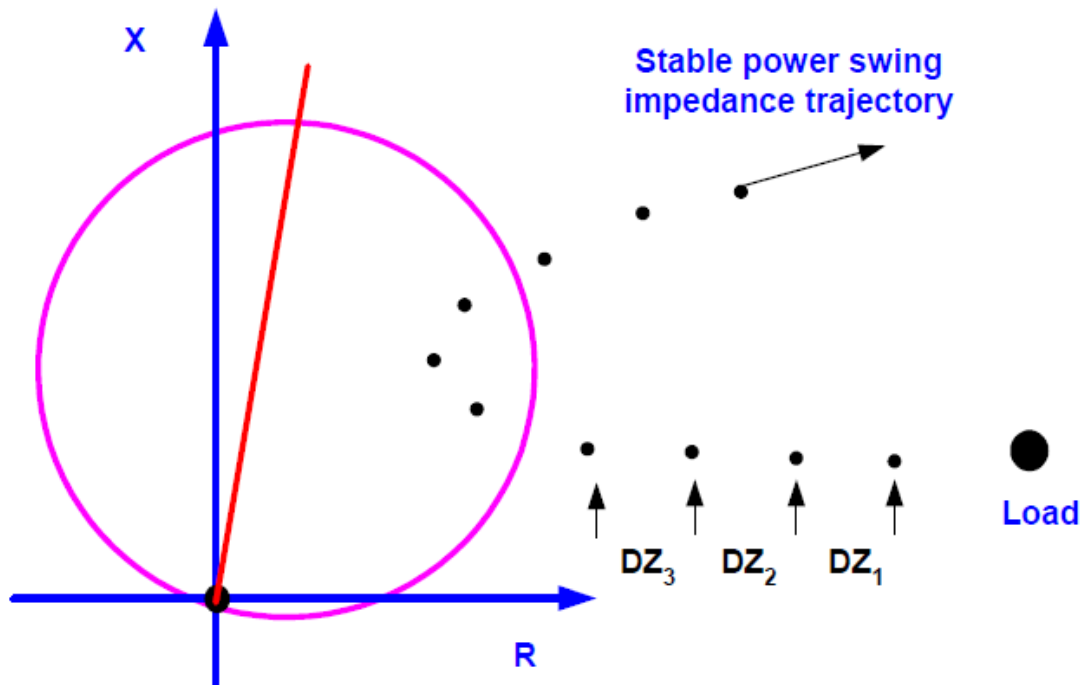


Figura 14. Detección de oscilación de potencia por cálculo continuo de impedancia.

CAPÍTULO V

5. Filtrado de señales para la protección de distancia.

5.1. Introducción.

En los dispositivos de protección analógicos se integraron los procesos de medición y toma de decisiones. Se utilizaban comparadores de magnitud y/o fase y por lo tanto la medición de los valores criterio no podía realizarse directamente. No obstante, con el advenimiento de la tecnología digital los principios de diseño de los relés de protección se han modificado sustancialmente, esto debido a que en los dispositivos digitales de protección la medición de valores criterio y la toma de decisiones se separaron desde el principio de la era digital, lo que permite la optimización de cada uno de los procesos por separado. La medición de los valores criterio ahora podría ser utilizada para otros fines, por otra parte, el desarrollo de múltiples criterios de toma de decisiones, así como aplicación de técnicas de inteligencia artificial también es posible.

Gran número de algoritmos de medición digitales de valores criterio han aparecido en el pasado. Al principio se utiliza promedio de señales y algunos otros métodos utilizados en la técnica analógica. Muy pronto, sin embargo, la técnica digital con sus ventajas, filtrado digital (especialmente FIR) y componentes de señales ortogonales, se convirtió en una solución fundamental y excepcional. Los valores de criterio de protecciones digitales son magnitudes de las componentes fundamentales de las tensiones y de las corrientes, potencias, impedancia o admitancia y sus componentes, frecuencia, cambio de fase, los valores de los componentes simétricos y otros.

Antes de la medición de los criterios de protección se puede realizar pre-procesamiento a las señales de entrada, lo que se conoce como acondicionamiento de señal digital. Varios métodos que permiten la extracción de señales libres de ruido ricas en información de protección se han desarrollado, algunos de ellos se describen en este capítulo.

5.2. Estimación de fasores.

En el proceso de estimación de fasores, la componente de frecuencia deseada de la señal recibida es convertida a un fasor representativo. Este proceso es llamado estimación porque el verdadero valor de la componente deseada no se conoce de antemano; siendo la calidad del fasor estimado dependiente del método utilizado.

Típicamente, en la estimación de fasores se procesa una ventana de tiempo de datos para obtener el fasor deseado utilizando el método seleccionado. La ventana de datos se actualiza continuamente incluyendo nuevas muestras y descartando muestras antiguas, se lleva a cabo la estimación del fasor para cada nueva ventana de datos para obtener fasores actualizados.

Un ejemplo para una ventana de datos fija de $N = 8$ muestras se observa en la figura 15. La distancia entre las muestras en la escala de tiempo es el periodo de muestreo (Δt). La frecuencia de muestreo es de $f_s = 1/\Delta t$.

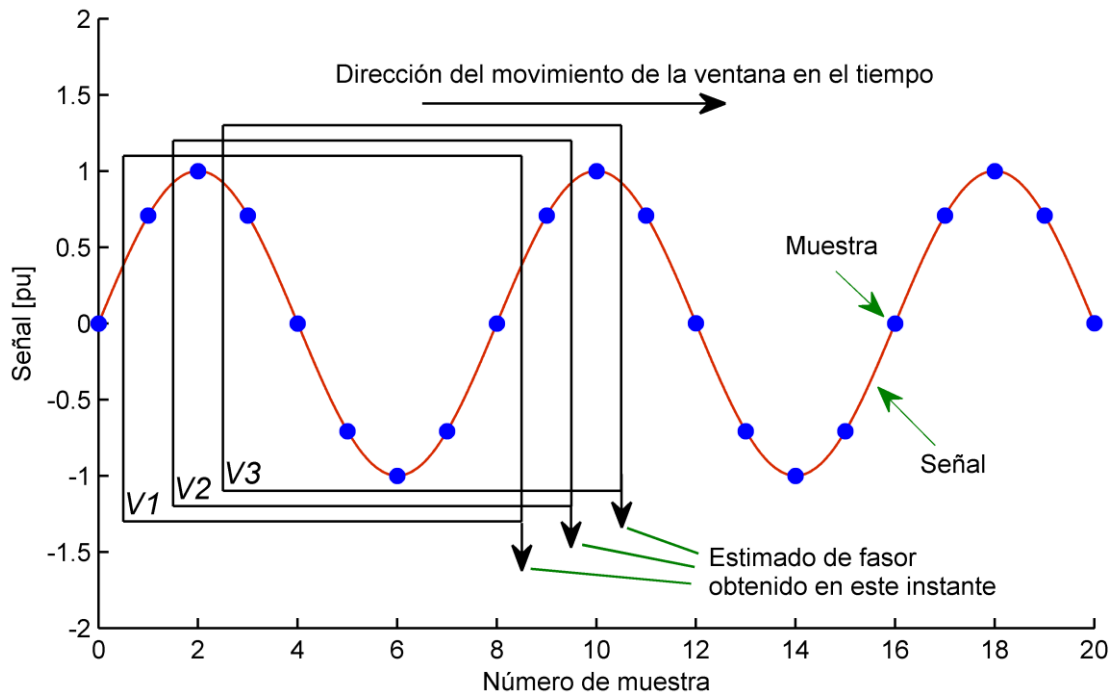


Figura 15. Ilustración del proceso de estimación de fasores.

Una ventana de datos deslizante de tres muestras es mostrada en la figura 16 para una forma de onda de tensión ideal muestreada con doce muestras por ciclo. La tensión decrece instantáneamente en el instante de falla. La ventana denominada V1 contiene tres muestras con datos prefalla, la ventana V2 y la V3 contienen ambas datos pre y postfalla, y la ventana V4 solo contiene datos postfalla. Los cálculos en las ecuaciones anteriores producirán los fasores correctos en las ventanas que contienen solamente datos prefalla o postfalla. Los datos en las ventanas V2 y V3, sin embargo, no pueden ser aproximadas a una sinusoidal pura y el fasor estimado no tiene significado. Esto puede ser verificado al observar que este fasor no ajustará las tres muestras. Puede notarse que una ventana de dos muestras siempre ajustará la data aunque el ajuste a una muestra prefalla y una pos-falla es igualmente un sinsentido.

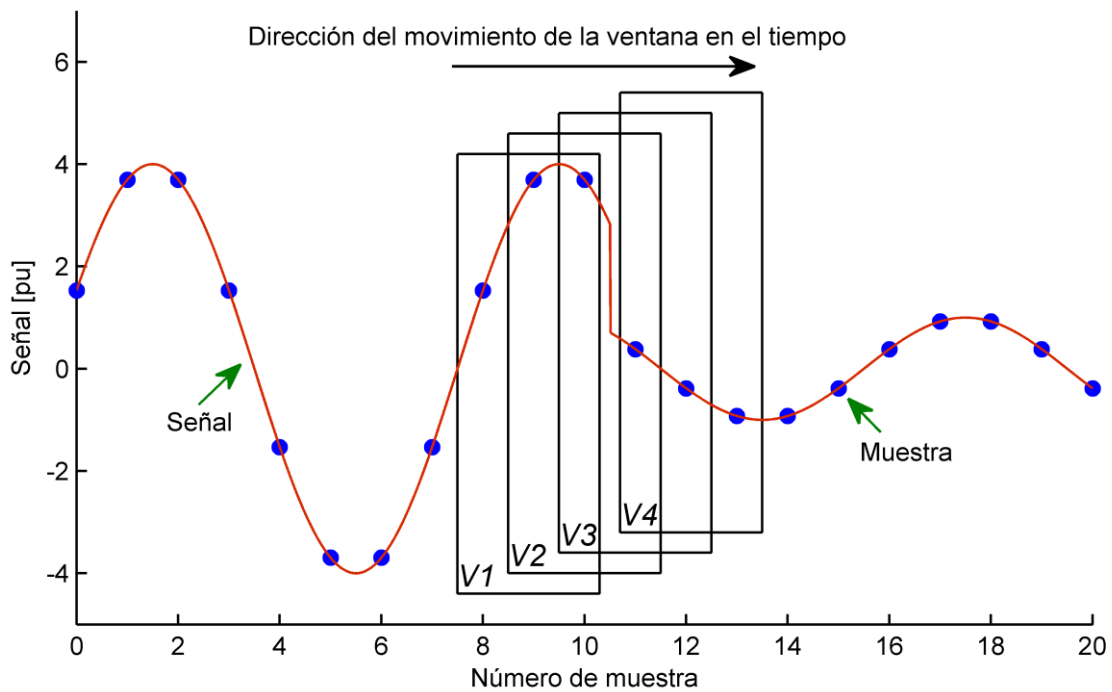


Figura 16. Movimiento de una ventana de muestreo de tres muestras sobre una señal.

El instante de falla se encuentra entre las muestras número 10 y 11.

Varias conclusiones pueden ser extraídas del algoritmo de tres muestras y de la figura 16 [13]: El tiempo de muestreo (Δt) determina la cantidad de tiempo que el microprocesador tiene que completar sus cálculos. El ejemplo con 12 muestras por ciclo tiene $\Delta t = 1,389$ ms para un sistema de 60 Hz. Es evidente que las altas tasas de muestreo requieren procesadores más potentes o algoritmos particularmente simples.

La segunda cuestión es la longitud de la ventana de datos. Reconociendo que los resultados obtenidos cuando la ventana contiene muestras prefalla y postfalla son poco fiables, parece razonable esperar hasta que los resultados sean confiables (cuando la ventana contiene sólo los datos postfalla) antes de tomar decisiones de apertura. Ya que una ventana larga tarda más en pasar por encima del instante de falla, es claro que las decisiones más rápidas se pueden hacer con algoritmos de ventana corta. Desafortunadamente, la capacidad de un algoritmo para rechazar las señales de frecuencia no fundamental es una función de la longitud de la ventana de

datos [14]. En otras palabras, hay una relación inversa entre la velocidad y la precisión de los relés numéricos [13]. Debido a esto es necesario reconocer que la señal a muestrear es no sinusoidal, siendo precisamente dada por:

$$y(t) = Y_C \cos(\omega_0 t) + Y_S \sin(\omega_0 t) + \varepsilon(t) \quad (5.1)$$

Por tanto, es la naturaleza de la señal $\varepsilon(t)$ en la ecuación anterior la que debe entenderse con el fin de evaluar el desempeño del relé de la línea.

5.3. Fuentes de error en el proceso de estimación de fasores [13].

Las formas de onda de corriente y tensión después de la falla no son sinusoides puras de frecuencia fundamental por una variedad de razones. El término más predecible es el exponencial decreciente que puede estar presente en la forma de onda de corriente.

Para el modelo RL serie de la línea que se muestra en la figura 17, asumiendo cero corriente prefalla y la corriente de estado estable de la forma $I \cos(\omega_0 t - \varphi)$, la corriente instantánea para una falla en el tiempo t_0 viene dada por

$$i(t) = I \cos(\omega_0 t - \varphi) - [I \cos(\omega_0 t_0 - \varphi)] e^{-(t-t_0)R/L} \quad (5.2)$$

El segundo término en la ecuación (5.2) decae exponencialmente con la constante de tiempo de la línea. Este término es la principal causa del sobrealcance transitorio en relés de alta velocidad, y debe ser eliminado si una protección numérica de velocidad de fracción de ciclo será implementada. La amplitud inicial de la componente exponencial puede ser tan grande como el pico de la corriente de falla. El término exponencial no es un error en algoritmos basados en una descripción en ecuación diferencial de la línea, ya que la exponencial satisface la ecuación

diferencial. Si se conoce la constante de tiempo de la línea, entonces el decaimiento exponencial se puede remover con un filtro externo o incluso por software.

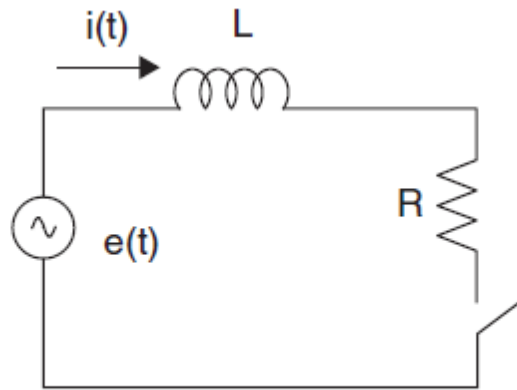


Figura 17. Modelo RL serie de una línea de transmisión.

Otros términos de frecuencia no fundamental no son tan fáciles de eliminar ya que no son tan fáciles de predecir. Los transductores de corriente y de tensión contribuyen con algunas de estas señales. Señales de alta frecuencia asociadas como el reflejo del frente de onda entre la barra y la falla pueden estar presentes. El comportamiento no lineal de la falla con arco puede producir señales de frecuencias armónicas. Además, el convertidor A/D contribuye a los errores debido al bit menos significativo en la conversión y debido a los errores de sincronización, es decir, las muestras no están exactamente espaciadas Δt segundos. La mayoría de estas señales tienen un considerable contenido de alta frecuencia y se puede reducir mediante el uso de un filtro anti-aliasing. Este filtro eliminará las señales de error de alta frecuencia descritos anteriormente, pero contribuirá con su respuesta transitoria propia; también, la deriva en el tiempo de los valores de los componentes en tales filtros (particularmente realizaciones activas de estos filtros) son fuentes de error. Por último, el sistema de potencia en sí es una fuente de señales de frecuencia no fundamental. Considere diagrama de secuencia positiva del modelo de tres líneas y dos generadores que se muestran en la figura 18. Se supone que las líneas son idénticas, pero una fuente es fuerte y la otra es débil. Las líneas se suponen son de

100 km de línea típica de 765 kV. Si se aplica una falla en el 60% de la línea protegida, la tensión vista por el relé se muestra en la figura 19. La curva suave es la tensión que se produciría si los condensadores se han retirado de la figura 18. Se puede observar que la inclusión de los condensadores ha producido al menos dos señales de frecuencia no fundamental.

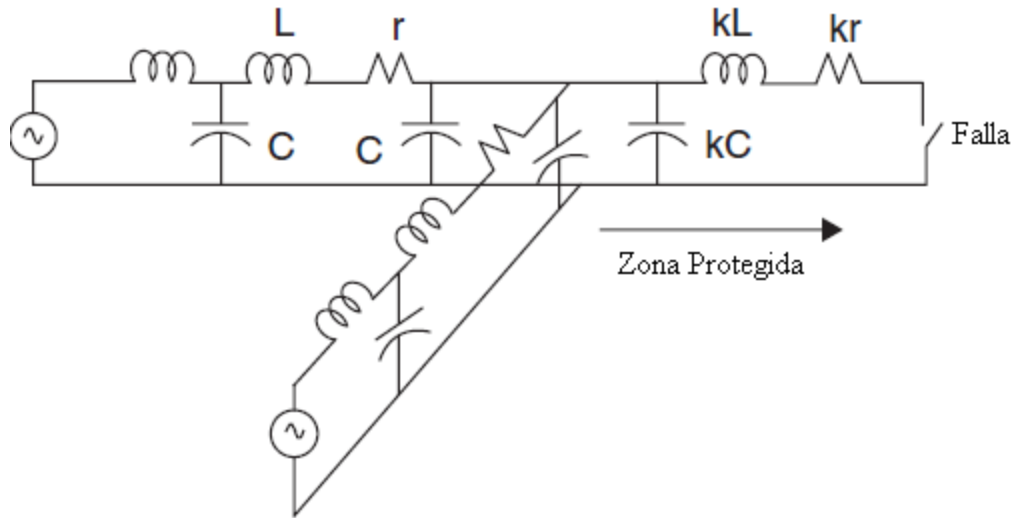


Figura 18. Diagrama circuital de secuencia positiva de un modelo de sistema de potencia.

Estas componentes de frecuencia no fundamental son las frecuencias naturales del sistema a las cuales es excitado por la aplicación de la falla. Ya que la red es fija si la ubicación de la falla es mantenida constante, entonces las frecuencias naturales son determinadas por la ubicación de la falla. La figura 20 muestra la familia de tensiones obtenidas por la variación del ángulo de inserción de la falla. En esta puede verse que la fase de las componentes de frecuencia no fundamental es una función del ángulo de incidencia de falla. Cuando la ubicación de la falla es cambiada como se muestra en la figura 21, cambia la frecuencia de las componentes de frecuencia no fundamental.

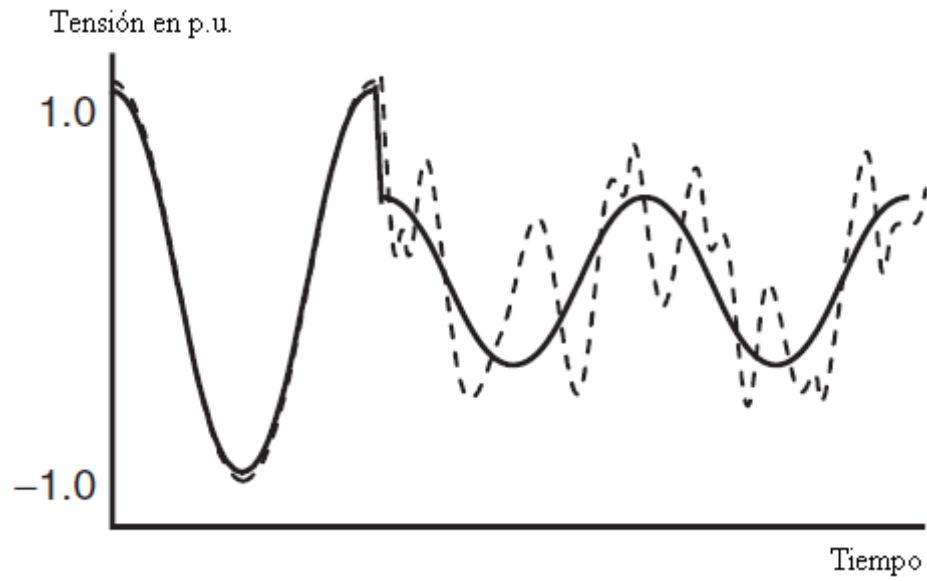


Figura 19. Forma de onda de tensión para una falla al 60% de la longitud de la línea mostrada en figura 18.

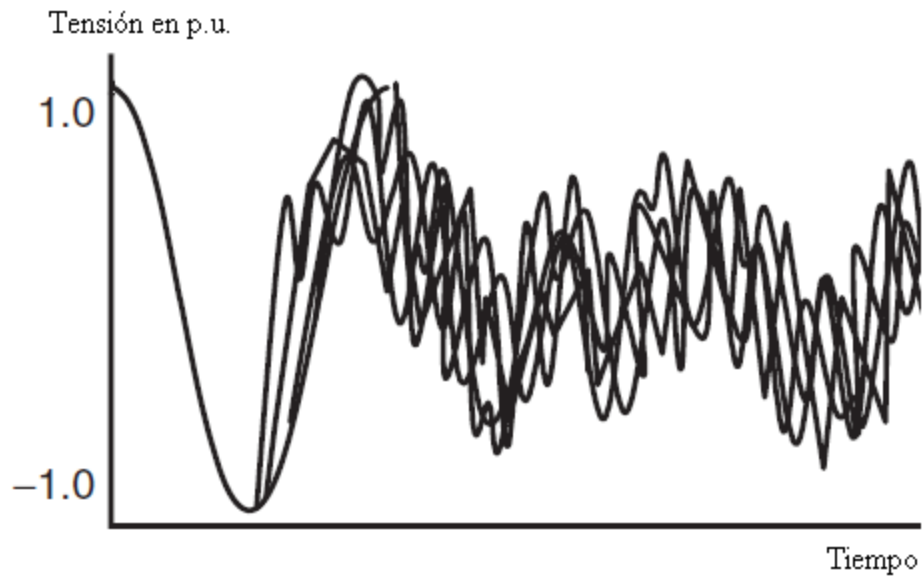


Figura 20. Familia de formas de onda de tensión para fallas al 60% de la longitud de la línea mostrada en figura 18 para varios ángulos de inserción de falla.

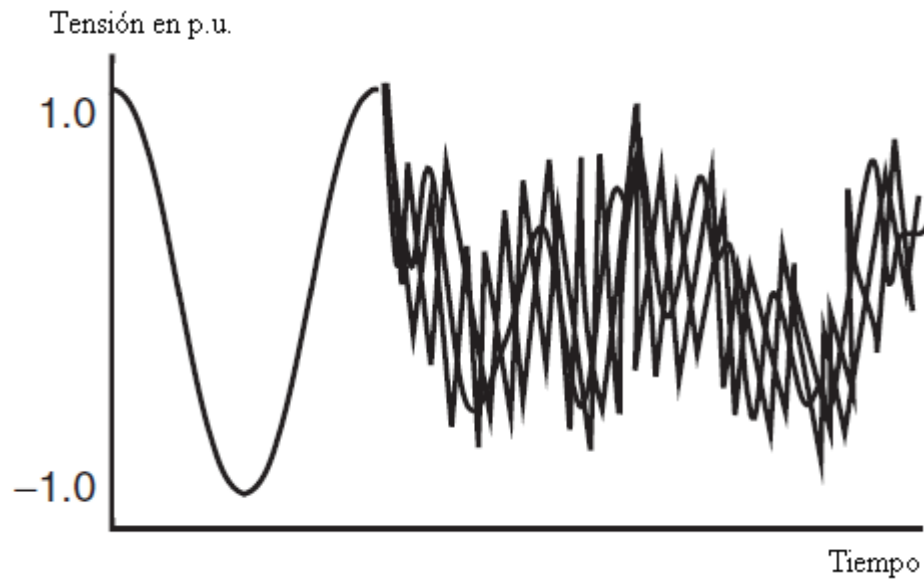


Figura 21. Familia de formas de ondas de tensión para varias ubicaciones de falla.

Un efecto similar puede ser producido por la alteración de la estructura de la red después de la falla. La conclusión es que una parte importante de la señal de frecuencia no fundamental, al menos para las líneas de alta tensión, se deben a la propia red. Estas señales dependen de la ubicación de la falla y de la naturaleza del sistema de alimentación de la falla y, como tal, no son predecibles.

Sin embargo, si se modela el ángulo de inserción de falla como la fase aleatoria y la ubicación de la falla y la estructura de red como el mecanismo que produce la frecuencia aleatoria, entonces podemos pensar en el espectro de potencia de la señal en $\varepsilon(t)$ como uniforme. Se debe reconocer que cada realización de dicho proceso es una señal de aspecto bastante determinista, tal como el mostrado en la figura 19. Sin embargo, la aleatoriedad está presente, ya que, teniendo en cuenta el conjunto de veces que se espera que el relé funcione, la frecuencia y la fase de la señal de error no se puede predecir.

Teniendo en cuenta a $\varepsilon(t)$ como un proceso aleatorio, es razonable tener en cuenta el filtro anti-aliasing y el algoritmo de estimación de fasores en su conjunto

como el filtrado del proceso aleatorio. Por esto la respuesta en frecuencia del algoritmo de estimación de fasores es una parte importante del proceso de filtrado.

5.4. Requerimientos de filtrado de señales en relés numéricos de distancia.

Los requisitos a cumplir por los filtros para relés de protección dependen del principio de protección y del área de aplicación.

En relés de onda viajera las componentes de la frecuencia del sistema son la interferencia, y las componentes transitorias son la información. Estas señales se obtienen haciendo uso de filtros pasa-altos, que permiten el paso de las componentes de alta frecuencia y rechazan las componentes de baja frecuencia. El desarrollo de relés digitales de onda viajera ha estado limitado por el hecho de que se requieren frecuencias de muestreo muy altas, lo que implica la necesidad de procesadores de alta capacidad de cálculo.

En la mayoría de los relés las componentes a frecuencia del sistema son la información, y cualquier otra componente es una interferencia [15]. Existen casos de relés que utilizan ciertas armónicas como información adicional; tal es el caso de la protección diferencial de transformadores con retención por armónicas [16].

Los relés de distancia miden valores de impedancia, la cual está definida (en la mayoría de los estudios de protecciones) a la frecuencia nominal del sistema (en este caso: 60 Hz de frecuencia angular y cero neper/s de frecuencia neper), por esta razón, los filtros para los relés de distancia deben preservar solamente las componentes de frecuencia fundamental.

El filtrado de los relés de sobrecorriente debe también preservar la componente fundamental y rechazar las componentes restantes por dos razones primordiales: (a) el comportamiento del sistema de potencia se modela a la frecuencia

fundamental en los programas de análisis de fallas basados en las normas internacionales; (b) los relés tienen que coordinar; si determinados relés miden componentes diferentes de la corriente de cortocircuito, y si se ajustan en base a su comportamiento a la frecuencia fundamental, no existe garantía de que estos relés conserven la coordinación en todas las condiciones de operación posibles.

5.5. Filtro anti-aliasing

Antes del muestreo, las señales de entrada al relé pasan por un filtro pasa bajos anti-aliasing que es usado para mantener todas las componentes de frecuencia f_k (más alta frecuencia importante para las protecciones) y elimina componentes de frecuencias más altas que esta. La frecuencia de corte del filtro (f_c) debe satisfacer el siguiente requerimiento [17]

$$f_k < f_c \leq \frac{f_s - f_k}{3} \quad (5.3)$$

Donde f_s es la frecuencia de muestreo. Esto hará que todas las componentes de menor frecuencia que f_k pasen por el filtro con mínima distorsión, mientras las componentes con frecuencias mayores son suprimidas.

El filtro anti-aliasing a utilizar en este estudio es el compuesto por dos etapas RC, esto debido a su sencillez, componentes pasivos, y respuesta en frecuencia aceptable. Estos tienen la desventaja de producir una característica redondeada cerca del inicio de la banda suprimida [8]. El proceso de diseño del filtro y los parámetros del mismo son mostrados en los anexos.

Sin embargo, por razones que se expondrán más adelante, el uso de un filtro pasa banda como filtro anti-aliasing en un relé numérico podría ser más conveniente

que el uso de un filtro pasa bajos, aun así en este trabajo especial de grado se utilizará un filtro pasa bajos debido a la abundancia de literatura relacionada.

5.6. Filtrado digital.

5.6.1. Dinámica del proceso de medición de valores de criterio [17].

Los procesos de medición y toma de decisiones en los dispositivos de protección se realizan en condiciones dinámicas difíciles. Las señales, por lo general tensiones y corrientes, cambian rápidamente durante las fallas, provocando también cambios en las mediciones de valores de criterio.

Con el fin de llegar a la decisión adecuadamente rápido sobre el estado del elemento protegido es necesario tener un periodo transitorio adecuadamente corto entre estados estacionarios normales y de falla durante la medición.

Desde el punto de vista de la toma de decisión final de protección de importancia no es sólo la duración del transitorio, sino su trayectoria también. De ser monótona, aumentando o disminuyendo, la trayectoria es ventajosa ya que el número de decisiones erróneas podría ser minimizado significativamente. Sin embargo, estas trayectorias no siempre son monótonas y por eso a veces se debe utilizar retrasos para evitar subalcance o sobrealcance del relé. Un análisis profundo muestra claramente que los transitorios de la medición dependen de la componente transitoria de la señal y del ruido que debe ser eliminado por los filtros adecuados, las trayectorias de los valores de criterio, por otra parte, depende de las características de los filtros aplicados y algoritmos de medición.

Entre los filtros y métodos de procesamiento digital aplicado se pueden distinguir: filtros de respuesta finita al impulso (FIR), filtros de respuesta infinita al impulso (IIR), filtros de Kalman y otras técnicas de procesamiento de señales (no son

filtros), incluyendo transformada discreta de Fourier, correlación y métodos de minimización de errores (MSE). Los filtros digitales IIR estándar se utilizan en los sistemas de protección raras veces. Las desventajas de la aplicación de los filtros IIR son: fase no lineal, periodo transitorio de muy larga duración y dificultades para conseguir componentes ortogonales.

En cambio, los filtros más universales y de uso frecuente son filtros de respuesta finita al impulso (FIR) y los métodos de correlación. Sus ventajas son: período transitorio completamente definido, filtros de fase lineal y filtrado de componentes ortogonales fáciles de disponer, así como los componentes de señal ortogonales resultantes muy definidos.

5.6.2. Filtros FIR [17].

Los filtros digitales de respuesta finita al impulso (filtros no recursivos) producen una señal de salida realizando una suma compensada de las muestras actuales y antiguas de señal. La relación es en ocasiones llamada convolución discreta, que puede ser expresada de la forma:

$$y(n) = \sum_{k=0}^{N-1} a(k)x(n-k) \quad (5.4)$$

Donde x , y son las muestras de entrada y salida respectivamente, $a(k)$ son los coeficientes del filtro, N es el número de coeficientes que crean la ventana del filtro.

Los filtros FIR tienen muchas ventajas y solo son realizables en técnicas digitales. No obstante solo dos de estas ventajas son de interés particular para este estudio: tiempo transitorio después de un cambio tipo escalón en la amplitud de la señal igual a la longitud de la ventana del filtro y la posibilidad de diseñar un filtro

con fase lineal (versus frecuencia), permitiendo obtener un par de filtros ortogonales fácilmente.

Los filtros FIR más utilizados son los que utilizan ventanas seno y coseno, la razón es la simplicidad y la supresión efectiva de ruido que ellos proporcionan, teniendo también algoritmos muy simples, especialmente en forma recursiva.

Las señales de salida de un par de filtros con ventanas seno, coseno con la virtud de la ortogonalidad para cualquier ventana de longitud N son dados por:

$$y_c(n) = \sum_{k=0}^{N-1} x(n-k) \cos \left[\left(\frac{N-1}{2} - k \right) \Omega_0 \right] \quad (5.5)$$

$$y_s(n) = \sum_{k=0}^{N-1} x(n-k) \sen \left[\left(\frac{N-1}{2} - k \right) \Omega_0 \right] \quad (5.6)$$

Donde los coeficientes del filtro, que mantienen la simetría par e impar dando ortogonalidad, son descritos por las ecuaciones:

$$a_c(k) = \cos \left[\left(\frac{N-1}{2} - k \right) \Omega_0 \right] \quad (5.7)$$

$$a_s(k) = \sen \left[\left(\frac{N-1}{2} - k \right) \Omega_0 \right] \quad (5.8)$$

Siendo $0 \leq k \leq N-1$, la longitud de la ventana N es arbitraria, y $\Omega_0 = \frac{2\pi}{N_0}$, donde N_0 es la cantidad de muestras por ciclo.

5.6.2.1. Respuesta en frecuencia [17].

Hay muchas formas de calcular la respuesta en frecuencia de los filtros FIR, en especial de los que poseen ventanas seno o coseno, que pueden ser consultadas en la bibliografía. La ecuación general de la respuesta en frecuencia de los filtros FIR de ventana coseno y seno es dada por las ecuaciones (5.9) y (5.10) respectivamente.

$$A_c(j\Omega) = \frac{1}{2} \exp \left[-\frac{j(N-1)}{2} \Omega \right] \left[\frac{\text{sen} \left(N \frac{\Omega - \Omega_0}{2} \right)}{\text{sen} \left(\frac{\Omega - \Omega_0}{2} \right)} + \frac{\text{sen} \left(N \frac{\Omega + \Omega_0}{2} \right)}{\text{sen} \left(\frac{\Omega + \Omega_0}{2} \right)} \right] \quad (5.9)$$

$$A_s(j\Omega) = \frac{1}{2} \exp \left[-\frac{j(N-1)}{2} \Omega + j \frac{\pi}{2} \right] \left[\frac{\text{sen} \left(N \frac{\Omega - \Omega_0}{2} \right)}{\text{sen} \left(\frac{\Omega - \Omega_0}{2} \right)} - \frac{\text{sen} \left(N \frac{\Omega + \Omega_0}{2} \right)}{\text{sen} \left(\frac{\Omega + \Omega_0}{2} \right)} \right] \quad (5.10)$$

Como puede observarse, la respuesta en frecuencia de los filtros es determinada por la frecuencia angular natural relativa Ω_0 y la longitud de la ventana del filtro. Es importante notar que las ganancias de los filtros no son iguales entre si para todas las frecuencias. En las figuras 22 y 23 puede observarse la respuesta en frecuencia de la ganancia normalizada de los filtros FIR de ventana seno y coseno respectivamente, de ventanas de datos de medio ciclo, un ciclo y ciclo y medio.

Por otra parte, se aprecia que la diferencia de argumento entre las ecuaciones (4.10) y (4.11) siempre se mantiene constante, estando la salida del filtro seno $\pi/2$ rad en atraso, por tanto este método de estimación arroja como resultado el conjugado del fador estimado, haciendo necesario conjugar el resultado obtenido para obtener el fador en cuestión. Además, es necesario señalar que el módulo del fador estimado por este método corresponde al valor pico de una senoide de frecuencia fundamental en el dominio del tiempo por la ganancia del filtro FIR a frecuencia fundamental.

5.6.2.2. Funciones de ponderación de ventana [14].

En los algoritmos de protección de distancia no es conveniente la aplicación de una función de ponderación de ventana, ya que el efecto general de las funciones de ponderación de ventana sobre los filtros digitales es reducir las amplitudes de los lóbulos laterales de las características de respuesta a la frecuencia, al precio de ensanchar la banda de paso (lóbulo principal), con lo que generalmente se pierde el rechazo a la componente de corriente directa (excepto en los filtros ventana seno), y a la segunda armónica. De todo lo anterior puede esperarse que las funciones de ponderación de ventana deterioren la respuesta en frecuencia de los algoritmos ante componentes aperiódicas exponenciales, y mejoren su respuesta ante componentes transitorias de naturaleza oscilatoria.

Estas características de las funciones de ponderación y su efecto sobre la respuesta en frecuencia de los filtros digitales han limitado grandemente su aplicación en los algoritmos de relés de protección.

5.6.2.3. Efecto de la longitud de la ventana de datos [14].

La longitud de la ventana de datos tiene un efecto importante en la respuesta de estado estable del filtro FIR en presencia de ruido armónico en la señal de entrada. Además, la longitud de ventana influye directamente sobre la velocidad de operación del relé, y sobre la duración de su respuesta de estado transitorio. Las ventanas cortas provocan una respuesta más rápida, pero más inexacta, que las ventanas largas, lo que se traduce en sobrealcance transitorio cuando las señales de entrada están contaminadas con ruido de naturaleza transitoria.

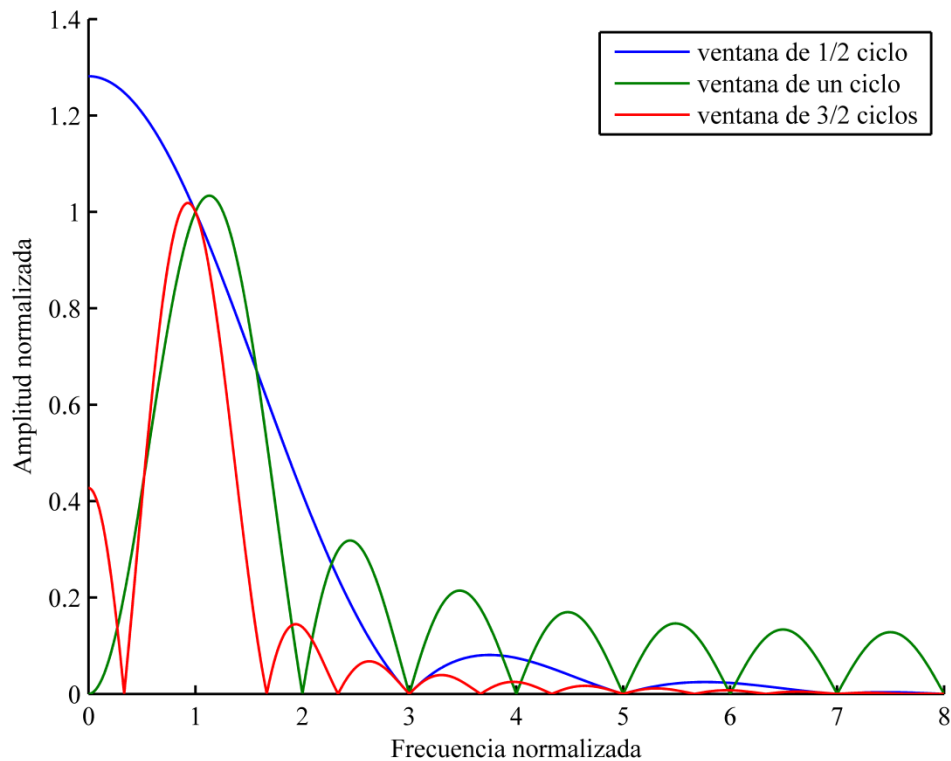


Figura 22. Amplitud normalizada de respuesta en frecuencia de filtro FIR de ventana coseno para ventanas de datos de diferente longitud.

En las figuras 22 y 23 se muestra el efecto de la longitud de ventana sobre la gráfica de respuesta en frecuencia del filtro digital FIR, con una frecuencia de muestreo fija de 16 muestras por ciclo. Puede observarse que, para todas las longitudes de ventana, la gráfica de respuesta en frecuencia tiene un lóbulo principal cercano a la frecuencia fundamental, lo que garantiza el paso de esta componente. Se aprecia también que la respuesta en frecuencia del filtro con ventana de un ciclo presenta ceros en los múltiplos enteros de la frecuencia fundamental y en la componente de corriente directa, por lo que garantiza el rechazo a todas estas componentes. No obstante ello, esto no significa que se pueda lograr un filtrado ideal de la componente aperiódica exponencial. Otra observación importante es el hecho de que el lóbulo principal se hace más estrecho cuando la longitud de ventana aumenta,

lo cual es importante cuando se trata de garantizar el rechazo a las componentes subarmónicas, como las generadas por la compensación serie capacitiva de la línea.

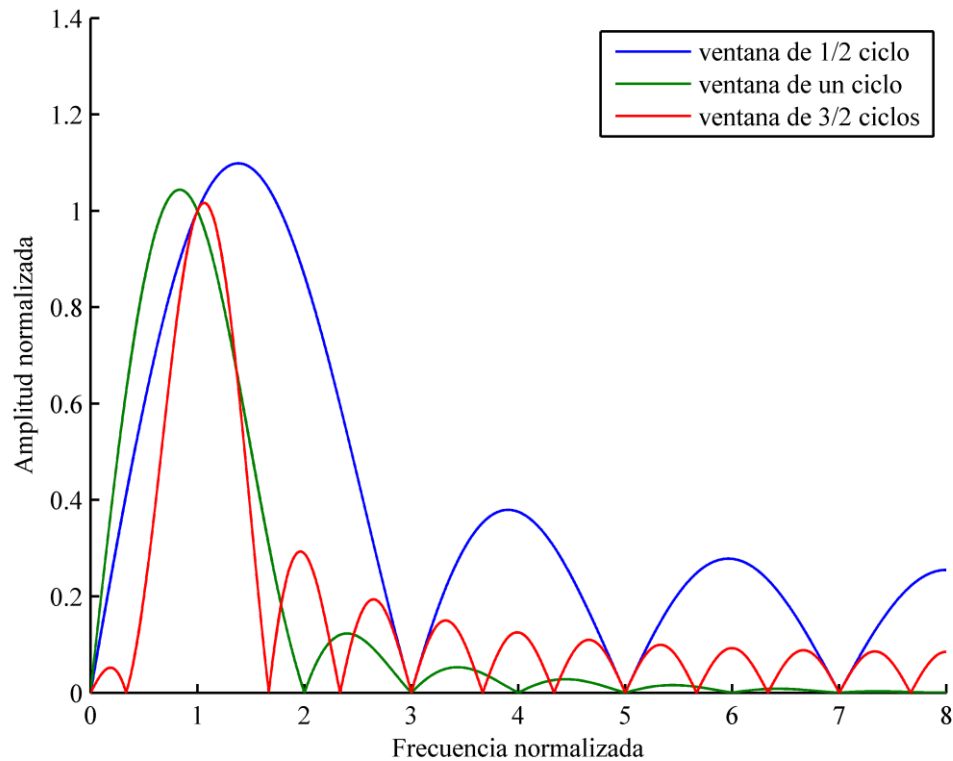


Figura 23. Amplitud normalizada de respuesta en frecuencia de filtro FIR de ventana seno para ventanas de datos de diferente longitud.

Para los filtros con ventanas de menos de un ciclo se pierden ceros en los tonos puros de frecuencia y los filtros de ventana coseno también pierde el cero en la componente de frecuencia cero; el filtro con ventana de medio ciclo retiene al menos la capacidad de rechazar las armónicas impares. Los filtros con ventanas de longitudes mayores que un ciclo presentan ceros para frecuencias interarmónicas en su respuesta a la frecuencia.

Es importante recordar que el desempeño del filtro FIR se verá influenciado por la respuesta en frecuencia del filtro anti-aliasing, por tanto resulta conveniente

que el filtro solo permita el paso sin distorsión de la frecuencia de interés y suprima las demás, por tanto la características del filtro anti-aliasing debe ser pasabanda, con lo que se acentúa la característica pasabanda del banco de filtros y se puede mejorar la respuesta del filtrado digital ante componentes aperiódicas exponenciales. No obstante, dado que no hay bibliografía disponible en la que se utilice filtros anti-aliasing pasabanda, en este trabajo especial de grado se utilizará un filtro pasabajos como filtro anti-aliasing como ya se ha dicho en secciones anteriores.

De las deducciones presentadas en la referencia [14] se puede observar que las longitudes de ventana que cumplen con los requerimientos de respuesta de estado estable para protección de distancia son de un ciclo y de dos ciclos. Sin embargo, otro factor a tomar en cuenta en la elección de la longitud de ventana, es el retardo de tiempo en la respuesta final del relé, que se reduce a una decisión de disparo; este segundo requerimiento hace aconsejable utilizar una ventana de un ciclo para protección de distancia, sin embargo, independiente de la frecuencia de muestreo, la varianza de la ubicación estimada de la falla es inversa a la longitud de la ventana de datos [13], por lo que una ventana de dos ciclos sería más adecuada si es más importante la precisión que la velocidad. La decisión final debe tomarse considerando también la respuesta transitoria del filtro digital.

En este trabajo especial de grado se utilizará una ventana de datos de un ciclo, ya que en los sistemas de transmisión de alta tensión se utilizan sistemas de teleprotecciones, por tanto el alcance de la primera zona del relé ya no tiene influencia determinante en el tiempo de despeje de fallas si es mayor al 50% de la línea protegida, como de hecho es posible con algoritmos de ventana de datos de un ciclo, por consiguiente, la única ventaja del algoritmo de ventana de dos ciclos no es una característica determinante en la elección de la longitud de la ventana de datos.

5.6.2.4. Efecto de la frecuencia de muestreo.

La frecuencia de muestreo influye directamente en la resolución del algoritmo de filtrado digital, ya que de ella depende la máxima componente de frecuencia que puede ser identificada por el algoritmo. Además El incremento de la frecuencia de muestreo aumenta el orden de la armónica mayor que puede admitir el algoritmo, y permite tener una frecuencia de corte mayor en el filtro anti-aliasing, lo que reduce su retardo de tiempo [14].

Además, la frecuencia de muestreo tiene algún efecto beneficioso pero limitado en las características de respuesta en frecuencia del filtro FIR [17]. Sin embargo, al aumentar la frecuencia de muestreo también se reduce el tiempo de muestreo (Δt), haciendo necesario el uso de procesadores más potentes.

En este trabajo especial de grado se utilizará una frecuencia de muestreo de 960 Hz, con la que se obtienen 16 muestras por ciclo a frecuencia fundamental. A esta frecuencia de muestreo Δt es de 1,042 ms, tiempo que se considera adecuado para que un microcomputador pueda procesar las muestras tomadas y generar una señal de disparo.

5.6.3. Corrección de sensibilidad a desviaciones de frecuencia [17].

Las mediciones de valores de criterio de protección del sistema de potencia utilizan señales que en la mayoría de los casos tienen frecuencia constante. Sin embargo, hay algunas situaciones, por ejemplo, durante un gran desequilibrio de potencia, cuando hay cambios de frecuencia hasta de unos pocos Herz. A continuación, se presentan algunos problemas relativos a la precisión de los algoritmos de medición aplicados, ya que los filtros están sintonizados y sincronizados a frecuencia nominal constante (50 o 60 Hz). Por esto se debe considerar en el diseño de los sistemas de protección, que, o bien puedan operar

durante gran variedad de cambios de frecuencia o que sean insensibles a las pequeñas desviaciones de frecuencia.

Se puede demostrar que las desviaciones de frecuencia de la señal causan errores en la medición de valores de criterio. En algunos casos, estos errores dependen del cambio de fase de las señales a medir.

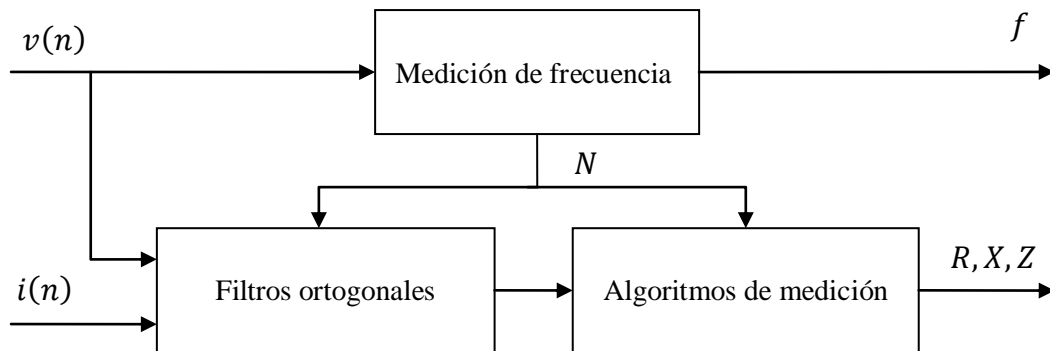


Figura 24. Esquema de corrección adaptativa a los cambios de la frecuencia.

El efecto anterior puede evitarse utilizando soluciones adaptativas, donde los filtros se han sintonizado a la frecuencia real de las señales. Las soluciones pueden ser resumidas con el esquema de bloques representado en la figura 24. La parte importante de esta solución es la medición de frecuencia, la cual no tiene que ser muy precisa si los algoritmos de medida de valores de criterio son insensibles a las pequeñas variaciones de frecuencia.

Sin embargo, en este estudio no se emplea corrección adaptativa a los cambios de frecuencia, más adelante (en la sección de medición de frecuencia) se explicará la razón de esto.

5.6.4. Medición de valores de criterio de protección [17].

5.6.4.1. Medición de magnitud de tensión o corriente.

La señal de salida de un par de filtros ortogonales FIR puede ser escrita de la forma:

$$y_{1C}(n) = F_{1C}X_{1m} \cos(n\Omega_0 + \varphi_1 + \beta) \quad (5.11)$$

$$y_{1S}(n) = F_{1S}X_{1m} \sen(n\Omega_0 + \varphi_1 + \beta) \quad (5.12)$$

Donde Ω_0 es la frecuencia angular discreta de la componente fundamental, F son ganancias de los filtros FIR de simetría impar (S) y par (C) para componentes de frecuencia fundamental, β es el desfase introducido por el filtro de simetría par, e $y_1(n) = \sum_{k=0}^{N-1} a(k)x_1(n-k)$ es una salida de un filtro digital FIR para la señal de entrada dada por:

$$x_1(n) = X_{1m} \cos(n\Omega_0 + \varphi_1)$$

Siendo las componentes ortogonales buscadas las mostradas a continuación:

$$x_{1C}(n) = X_{1m} \cos(n\Omega_0 + \varphi_1) \quad (5.13)$$

$$x_{1S}(n) = X_{1m} \sen(n\Omega_0 + \varphi_1) \quad (5.14)$$

$$\Omega_0 = \omega_0 T_S$$

Las componentes ortogonales (5.13) y (5.14) pueden obtenerse de (5.11) y (5.12) solamente dividiendo por la ganancia de los filtros.

$$x_{1c}(n) = \frac{y_{1c}(n)}{F_{1c}} \quad (5.15)$$

$$x_{1s}(n) = \frac{y_{1s}(n)}{F_{1s}} \quad (5.16)$$

Por otra parte, la magnitud de las componentes ortogonales se puede obtener como:

$$X_{1m} = \sqrt{\frac{y_{1c}^2(n)}{F_{1c}^2} + \frac{y_{1s}^2(n)}{F_{1s}^2}} \quad (5.17)$$

Este resultado obtenido es independiente de la relación entre las ganancias de los filtros, con lo que, además, el algoritmo adquiere cierta insensibilidad a pequeñas desviaciones de frecuencia, especialmente para filtros con ventanas seno y coseno.

5.6.4.2. Medición de fase de una señal.

La fase de una señal dada por (5.18) es definida como el valor del argumento de la función seno dado por (5.19) en el instante de la medición calculado desde la referencia, siendo una función del instante en el que la función $x(n)$ cruza por cero.

$$x(n) = X_{1m} \text{sen}(n\Omega_0 + \varphi) \quad (5.18)$$

$$\Omega_0 = \omega_0 T_s$$

$$\gamma(n) = n\Omega_0 + \varphi \quad (5.19)$$

Si la magnitud de la señal (5.18) fuese conocida, es posible calcular el valor de (5.19) usando la función arco seno. Sin embargo, esto no es conveniente debido al

ruido presente en las señales reales. Este es el porque la mejor solución son los algoritmos independientes de la magnitud de la señal usando componentes ortogonales obtenidas de cualquier forma. Se debe tener en cuenta que, sin embargo, ahora se esta asumiendo que ya no se esta utilizando la parte real del fasor complejo y que ahora la parte imaginaria es utilizada. Como consecuencia un retardo de un cuarto de de periodo de la señal (5.18) da la componente ortogonal pero con el signo opuesto. Para medir el desfase de una señal se puede usar un par de filtros ortogonales. Asumiendo que la salida de los filtros es igual a $y_{1c} = F_{1c}X_{1m}\text{sen}(n\Omega_0 + \varphi + \beta)$ y a $y_{1s} = F_{1s}X_{1m}\text{cos}(n\Omega_0 + \varphi + \beta)$. Tomando la razón de estas señales tenemos:

$$\tan^{-1}\left(\frac{F_{1s}y_{1c}(n)}{F_{1c}y_{1s}(n)}\right) = \gamma(n) + \beta = n\Omega_0 + \varphi + \beta \quad (5.20)$$

De (5.20) se puede calcular el desfase siempre y cuando los parámetros del filtro sean conocidos. No obstante, como se observa en (5.19), la fase de la señal depende del número de muestra n , por esto se dice que los fasores obtenidos con filtros FIR son rotantes, ya que su fase aumenta con el tiempo, lo que permite utilizar componentes ortogonales retrasadas.

5.6.4.3. Medición de la frecuencia y sus desviaciones con el uso de componentes ortogonales.

El método descrito a continuación adopta el algoritmo de mediciones de magnitud con la aplicación de las componentes ortogonales retrasadas. En este desarrollo la siguiente función de las componentes ortogonales y ortogonales retardadas desempeña un papel fundamental:

$$g_k(\Omega) = y_s(n)y_c(n-k) - y_c(n)y_s(n-k) \quad (5.21)$$

Donde:

$$y_c(n) = F_c X_m \cos(n\Omega + \varphi + \beta)$$

$$y_s(n) = F_s X_m \sen(n\Omega + \varphi + \beta)$$

Siendo F la ganancia del filtro de FIR, X_m es la magnitud de la señal de entrada. La ecuación (5.21) puede ser escrita de la siguiente forma

$$g_k(\Omega) = X_m^2 F_c F_s \sen(k\Omega) \quad (5.22)$$

Si la expresión (5.21) se calcula usando la misma señal de entrada que antes, pero para diferente valor de retardo k , entonces el argumento de la función sinusoidal cambia. Esto significa que el cálculo de la función (5.22) para diferentes retardos se obtiene la expresión que depende de únicamente de la frecuencia (la magnitud de la señal y las ganancias de filtro se cancelan). Para obtener la más simple expresión final se puede elegir ciertas relaciones especiales entre los retrasos. Cuando, por ejemplo, un retraso es dos veces mayor que el otro se obtiene:

$$\frac{g_{2k}(\Omega)}{g_k(\Omega)} = 2 \cos(k\Omega) \quad (5.23)$$

Calculando esta relación con el uso de componentes ortogonales de la señal el algoritmo de medida de frecuencia se convierte en:

$$\Omega = \frac{1}{k} \cos^{-1} \left(\frac{1}{2} \frac{y_s(n)y_c(n-2k) - y_c(n)y_s(n-2k)}{y_s(n)y_c(n-k) - y_c(n)y_s(n-k)} \right) \quad (5.24)$$

$$f = \frac{\Omega \cdot f_s}{2\pi} \quad (5.25)$$

El algoritmo anterior se puede utilizar para calcular la frecuencia de una señal, y con este valor de frecuencia luego se procede a calcular la ganancia del filtro FIR de ventana seno y la del filtro FIR de ventana coseno, sin embargo, en este trabajo especial de grado no se aplica este método de cálculo debido a la alta sensibilidad al ruido observada en los resultados de (5.24) para varios valores de k (la medición de frecuencia con $k = 1$ se muestra en los anexos), aun así se introdujo esta ecuación en los métodos de cálculo solo por interés académico.

5.6.4.4. Medición de impedancia.

La impedancia se puede medir indirectamente al calcular su valor a partir de los fasores de tensión y corriente estimados con los filtros FIR aplicando la ecuación correspondiente según el caso. Es de destacar que la rotación de los fasores no afecta la medición de impedancia, dado que la componente de la fase que cambia con el número de muestras se anula durante la división de fasores necesaria en los cálculos de impedancia.

5.7. Remoción de desplazamiento DC de amplitud exponencial decreciente. Circuito mímico tradicional [18].

De acuerdo con el principio del circuito mímico, si una corriente DC de amplitud exponencial decreciente pasa a través de un circuito mímico consistente de una impedancia de la forma

$$K(1 + s\tau) \tag{5.26}$$

La tensión en terminales de la impedancia será solo una componente DC constante si τ es igual a la constante de tiempo de la forma de onda de corriente. La versión digital de la ecuación anterior es conocida como la ecuación del filtro mímico digital.

$$K[(1 + \tau_d) - \tau_d z^{-1}] \quad (5.27)$$

Donde τ_d es la constante de tiempo en el dominio discreto, la cual es expresada en número de muestras. Considere la señal discreta $x(n)$ calculada como:

$$x(n) = A_0 \Gamma^n + \sum_{k=1}^{N_0/2} A_n \cos(nk\Omega_0 + \varphi_k) \quad (5.28)$$

Donde $\Gamma = e^{-\Delta t/\tau}$ es el término exponencial, A_0 y τ son la amplitud y la constante de tiempo de la componente DC decreciente en el tiempo; N_0 es el número de muestras por ciclo a frecuencia fundamental; Δt es el tiempo entre muestras, y $\Omega_0 = 2\pi/N_0$.

Aplicando el filtro mímico digital a $x(n)$

$$y(n) = K[(1 + \tau_d)x(n) - \tau_d x(n - 1)] \quad (5.29)$$

La ganancia K debe ser unitaria a frecuencia fundamental, por tanto:

$$K = \frac{1}{\sqrt{[(1 + \tau_d) - \tau_d \cos(\Omega_0)]^2 + (\tau_d \text{sen}(\Omega_0))^2}} \quad (5.30)$$

En caso de que τ_d sea igual a la constante de tiempo de la componente DC decreciente presente en la señal $x(n)$, la señal de salida $y(n)$ consiste de una constante DC sumada a los $N_0/2$ armónicos de la señal.

El mímico digital muestra el mejor desempeño cuando los parámetros del mismo son sintonizados a la constante de tiempo de la línea, sin embargo, la constante de tiempo puede cambiar dependiendo de la configuración del sistema o de

la resistencia de falla, por tanto resulta conveniente estimar la constante τ añadiendo una rutina de cálculo al método de estimación de fasores. La idea principal consiste en la estimación de la constante de tiempo τ de la componente DC presente en las señales del sistema bajo falla, para luego usar la estimación y reajustar los parámetros del mímico τ_d y K . Para estimar τ , primero debe estimarse el término exponencial Γ . Para esto considérese la señal $x(n)$ descrita anteriormente con la componente DC decreciente. Entonces, la siguiente suma parcial de términos puede ser definida:

$$PS_1 = \sum_{n=1}^{N_0/2} x(2n - 1) \quad (5.31)$$

$$PS_2 = \sum_{n=1}^{N_0/2} x(2n) \quad (5.32)$$

Obsérvese que (5.31) y (5.32) muestran la necesidad de que N_0 sea un número natural par. Luego de aplicar relaciones trigonométricas y manipulaciones algebraicas se tiene que las ecuaciones anteriores pueden expresarse como:

$$PS_1 = A_0 \frac{\Gamma(\Gamma^{N_0} - 1)}{\Gamma^2 - 1} \quad (5.33)$$

$$PS_2 = A_0 \frac{\Gamma^2(\Gamma^{N_0} - 1)}{\Gamma^2 - 1} \quad (5.34)$$

De las ecuaciones anteriores se tiene que

$$\Gamma = \frac{PS_2}{PS_1} \quad (5.35)$$

La constante τ puede obtenerse aproximando el término exponencial Γ usando los dos primeros términos de su expansión en serie de Taylor, por tanto

$$\tau = \frac{\Delta t}{1 - \Gamma} \quad (5.36)$$

Físicamente τ no cambia durante un transitorio dado. Sin embargo, la estimación (5.36) puede arrojar resultados poco realistas para τ en las primeras muestras, por esto se utiliza el promedio de los valores estimados de τ a partir de un número de muestras, ya que contribuye a amortiguar las oscilaciones indeseadas. Resultados de simulación han demostrado que el promedio de dos muestras de τ dan buenos resultados, a cambio de incrementar la duración del transitorio del filtro mímico a $N_0 + 1$ muestras. No obstante, es de resaltar que en algunos casos, como fallas cercanas a generadores, la ecuación (5.28) no describe exactamente las señales involucradas (en este caso la onda de corriente), por tanto el valor de τ estimado no asegura la completa remoción de la componente DC exponencial decreciente. Por otra parte, en ocasiones el valor estimado de τ es menor a cero (lo cual es físicamente imposible en sistemas reales), siendo esto ocasionado cuando el valor de la constante de tiempo de la componente DC exponencial presente en la señal proveniente del sistema es cercano a Δt o el modelo de la señal dado por (5.28) no es una buena aproximación de la señal a tratar, por tanto es necesario anticiparse a este error en las estimaciones.

Una vez obtenido el promedio de muestras de constante de tiempo (τ_m), el valor τ_d , expresado en número de muestras, puede ser calculado como

$$\tau_d = \max(0, \text{round}(\tau_m / \Delta t)) \quad (5.37)$$

Donde el operador $\text{round}(\cdot)$ redondea un número en punto flotante al entero más cercano, y el operador $\max(\cdot)$ selecciona el mayor número de los dados como

argumento, siendo el objetivo de este operador el evitar obtener un valor de τ_d menor a cero.

No obstante, el mímico digital causa un desplazamiento angular en el fasor estimado $Y(n)$ que debe ser corregido. Esta corrección se realiza aplicando una transformación lineal de rotación al fasor estimado mostrada en la ecuación (5.38) resultando el fasor $X(n)$.

$$\begin{bmatrix} X_{re}(n) \\ X_{im}(n) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\phi) & \text{sen}(\phi) \\ -\text{sen}(\phi) & \cos(\phi) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_{re}(n) \\ Y_{im}(n) \end{bmatrix} \quad (5.38)$$

Donde:

$$\phi = \arctan \left[\frac{\tau_d \text{sen}(\Omega_0)}{(1 + \tau_d) - \tau_d \cos(\Omega_0)} \right]$$

Es importante aclarar que el mímico digital tiene la tendencia de amplificar el ruido de alta frecuencia [13]. Sin embargo, no es posible obtener la respuesta en frecuencia del mímico digital, dado el carácter adaptativo del filtro.

CAPÍTULO VI

6. Modelado, simulación e implementación en software.

6.1. Introducción

En [19] se admite la utilización de modelos de simulación del sistema de potencia como una alternativa válida para generar señales de prueba de algoritmos de protección, por tanto en el presente trabajo se aplica este enfoque.

Los elementos principales de una simulación son los modelos y los escenarios. En la siguiente sección son descritos los modelos utilizados en la simulación. Posteriormente los escenarios de simulación serán definidos.

La implementación consiste en varios módulos de software que pueden ser usados individualmente, o combinados como un paquete. El entorno de simulación es expandible. Hay módulos del software que pueden ser modificados (ajustados) o pueden ser añadidos al paquete, de acuerdo a las necesidades y objetivos del usuario. En este capítulo se describen elementos, estructura e implementación en el entorno del software de simulación. Atención especial es dada en la explicación de las estructuras de entrada y salida y diagramas de flujo de algunos elementos. La razón de esto es dar información al usuario que permita el uso o modificación de los métodos desarrollados, con lo que se permitirá que los resultados obtenidos puedan ser utilizados en estudios posteriores.

6.2. Plataforma de software (software de simulación y cálculo).

Hay muchas plataformas de software disponibles en el mercado que pueden ser utilizados para implementar el entorno de simulación. No obstante, muy pocas disponen de suficiente documentación de ayuda, otras ofrecen un entorno poco amigable, y la mayoría de los simuladores necesita de un programa adicional encargado de traducir los resultados de la simulación a un formato reconocible por otros programas. Por esto, los siguientes paquetes de software fueron utilizados en el desarrollo del entorno de simulación debido a que superan con facilidad las limitaciones típicas de las plataformas disponibles:

- Matlab[®] [20]: el nombre Matlab[®] es el acrónimo de Matrix Laboratory (Laboratorio de Matrices). Matlab[®] es un lenguaje de alto desempeño para programación técnica. Una de las partes principales del programa es su lenguaje de matrices de alto nivel, con control de flujo, estructuras de datos y programación orientada a objetos que permiten crear aplicaciones complejas con instrucciones relativamente simples.
- Simulink[®] [21]: Simulink[®] es un programa de la compañía de Matlab[®]. Su propósito es la simulación de sistemas dinámicos no lineales. La principal característica del programa es la facilidad de uso de su interfaz gráfica de usuario. Esta interfaz permite la construcción de modelos colocando sus componentes sobre el espacio de trabajo y especificando las conexiones entre ellos. Para simular los elementos del sistema de potencia se utilizará la librería SimPowerSystems, la cual representa una aplicación especializada de Simulink[®].

6.3. Modelo de simulación del sistema.

El sistema de potencia a simular es una sección de la red troncal de transmisión del sistema interconectado venezolano que conecta a la central hidroeléctrica ubicada en Guri con la central termoeléctrica Planta Centro. La red fue modelada atendiendo la limitación en los datos proporcionados, y la disponibilidad de modelos en el paquete de simulación Simulink[®]. El modelo seleccionado para cada elemento del sistema de potencia puede representar con precisión las características dinámicas de los disturbios, incluyendo las fallas. Los modelos seleccionados se describen a continuación:

- (a) Modelo de líneas de transmisión: Las líneas de transmisión adyacentes al relé se modelaron con el modelo de parámetros distribuidos disponible en Simulink[®], y las no adyacentes al relé se modelaron con el modelo Pi exacto incluido en el paquete de simulación con el objeto de reducir la carga computacional. Es de resaltar que todos los modelos disponibles implementan líneas transpuestas.
- (b) Modelo de generadores síncronos: Los generadores se modelaron con el modelo de máquina sincrónica estándar, el cual implementa una máquina sincrónica trifásica en el marco de referencia del rotor dq. Es importante aclarar que el gobernador de la turbina y la excitatriz del generador se modelaron con bloques constantes, esto debido a que su modelado no permitiría comparar los resultados obtenidos con los resultados de la teoría tradicional de protecciones, además de la falta de datos de estos sistemas. Por otra parte, no se modelará la saturación de la máquina por las mismas razones expuestas anteriormente.
- (c) Modelo de transformadores de potencia: En este caso se utilizó el modelo de transformadores trifásicos (de dos o tres devanados según el caso) que es implementado con el uso de tres transformadores monofásicos en el paquete de simulación. Por otra parte, no se modelará la saturación del núcleo de hierro debido a que su modelado no permitiría comparar los resultados obtenidos con los

resultados de la teoría tradicional de protecciones, además, estos datos no fueron proporcionados.

- (d) Modelo de las cargas del sistema: Las cargas se modelaron como un circuito RL serie, para esto se utilizó el modelo de cargas RLC disponible en el simulador.
- (e) Modelo de transformadores de corriente: El modelo de los transformadores de corriente incluye los parámetros que permiten representar sus características con precisión, no obstante, debido a disponibilidad de datos, no se simulará la saturación del núcleo del transformador, sin embargo, debido a que la resistencia utilizada para transformar la señal de corriente a tensión es de 100 mΩ, omitir la saturación no afectará apreciablemente la exactitud del modelo. Por otra parte, debido a la dificultad de forzar el estado permanente al inicio de la simulación, se utilizó la función de transferencia del TC para proceder a su modelado.

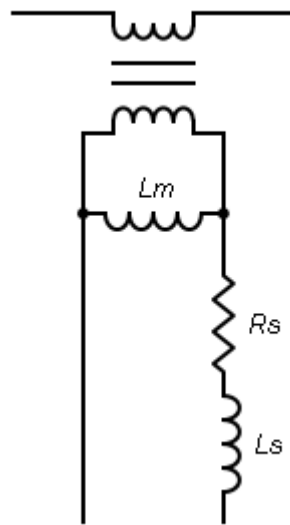


Figura 25. Modelo de transformador de corriente utilizado en simulación.

- (f) Modelo de transformadores de potencial capacitivo: El modelo del transformador de potencial capacitivo incluye los parámetros que permiten representar sus características con precisión. No obstante, debido a la disponibilidad de datos, no se simulará la saturación del núcleo del transformador, ni el circuito de supresión

de ferorrresonancia, ni las capacitancias parasitas presentes. Además, por simplicidad, se modeló con su función de transferencia.

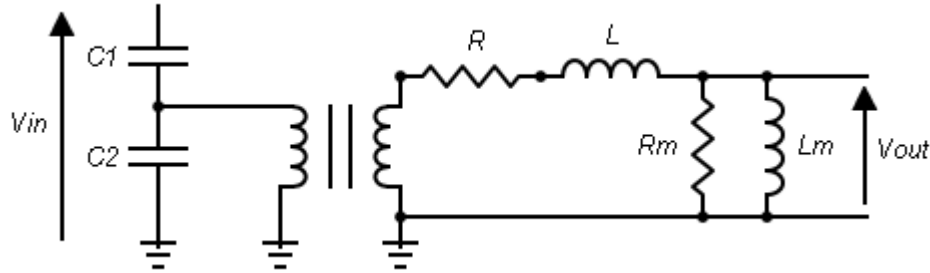


Figura 26. Modelo de transformador de potencial capacitivo utilizado en simulación.

- (g) Modelo de impedancia de falla: La impedancia de falla será modelada como una resistencia concentrada en el punto de falla, el valor de esta resistencia es el obtenido a partir de la ecuación (4.5).
- (h) Modelo de filtro anti-aliasing: El filtro anti-aliasing utilizado es el filtro RC de dos etapas presentado anteriormente. Este se modelará con su función de transferencia. Es importante señalar que en la obtención de la función de transferencia de los transformadores de instrumentación se consideró al filtro anti-aliasing.

6.4. Casos de estudio (escenarios de simulación).

Los escenarios de simulación consisten en:

- (a) Línea de tiempo de eventos.
- (b) Características de eventos.

La línea de tiempo define el instante de tiempo en el que inicia y termina cada evento. Los eventos se modelarán como una secuencia de operaciones de

interruptores del sistema de potencia. La operación de interruptores modificará la topología de la red, de esta forma se simularán fallas y disturbios. Los eventos son descritos por sus características, por ejemplo: localización del evento a lo largo de una línea de transmisión, resistencias asociadas al evento, etc.

En este trabajo especial de grado los escenarios son definidos para un relé de distancia ubicado en la subestación Malena, en una línea de transmisión Guri-Malena en 765 kV. Los eventos seleccionados son los que representan el peor caso en cuanto a la determinación de la zona de protección en la que se inserta la falla.

El régimen de operación (del sistema) considerado será aquel en que cada generador conectado al sistema opere aproximadamente a tensión y corriente nominal, siendo el estado inicial de los generadores obtenidos a partir del flujo de carga del sistema, donde la carga considerada son los valores máximos reportados en los datos obtenidos. Las características de los eventos de simulación se resumen en la tabla 2, donde la resistencia de falla mostrada fue calculada con (4.5). Por otra parte, la línea de tiempo de eventos solo considera el instante de inserción de la falla a doce ciclos después de iniciada la simulación.

Tabla 2. Características de eventos de simulación.

Característica	Parámetros
Tipo de falla	AG, BC
Ubicación de falla en la línea desde Malena	80%
Resistencia de falla $[\Omega]$	4,214
Ángulo de inserción de falla (medido en tensión de fase a con tensión de fase a de barra de generador Guri como referencia) $[\text{deg}]$	25,57
Instante de inserción de falla a partir del inicio de la simulación $[\text{s}]$	0,2

6.5. Entorno de simulación.

En el entorno de simulación desarrollado se observa la interacción entre Simulink[®] y Matlab[®], esto debido al procesamiento offline de las señales de tensión y corriente obtenidas de la simulación dadas como entradas a la rutina de estimación de impedancia aparente, ya que es injustificada la complejidad adicional obtenida al realizar cálculos de impedancia aparente online.

Antes de realizar los cálculos de impedancia aparente, es necesario el proceso de conversión análogo-digital (A/D) o muestreo de señales, este se simula mediante un proceso de diezmado de los valores digitales que constituyen las señales "analógicas" de entrada al sistema de conversión A/D. Como señales de entrada se toman los archivos de salida de los programas de simulación del sistema de potencia; los cuales se generan con un tiempo de integración lo suficiente bajo para que puedan considerarse analógicas a los efectos del proceso de muestreo del relé. En el presente trabajo el intervalo de tiempo entre muestras es de 1042 μ s, que es 1042 veces el tiempo de integración seleccionado en el simulador.

La estimación de fasores y de impedancia aparente se realiza con el subprograma "impedanciaAPARENTE", el cual se implementa según el diagrama de flujo mostrado en la figura 27.

El código en MATLAB[®] del subprograma "impedanciaAPARENTE" se muestra en los anexos. Es importante señalar que este subprograma da como salida una matriz cuyas columnas son, en el mismo orden en que se enumeran, los fasores de tensión de fase a, b y c, los fasores de corriente de fase a, b y c, el estimado de la frecuencia discreta según (5.24), la tensión instantánea en fase a, b y c después de ser procesadas por el mímico digital (sin corrección de desfase), la corriente instantánea de fase a, b y c después de ser procesadas por el mímico digital (sin corrección de desfase), la impedancia aparente en ohmios secundarios observada por el relé

distancia de tierra en fase a, b y c, y la impedancia aparente en ohmios secundarios observada por el relé de distancia de fase a-b, b-c y c-a.

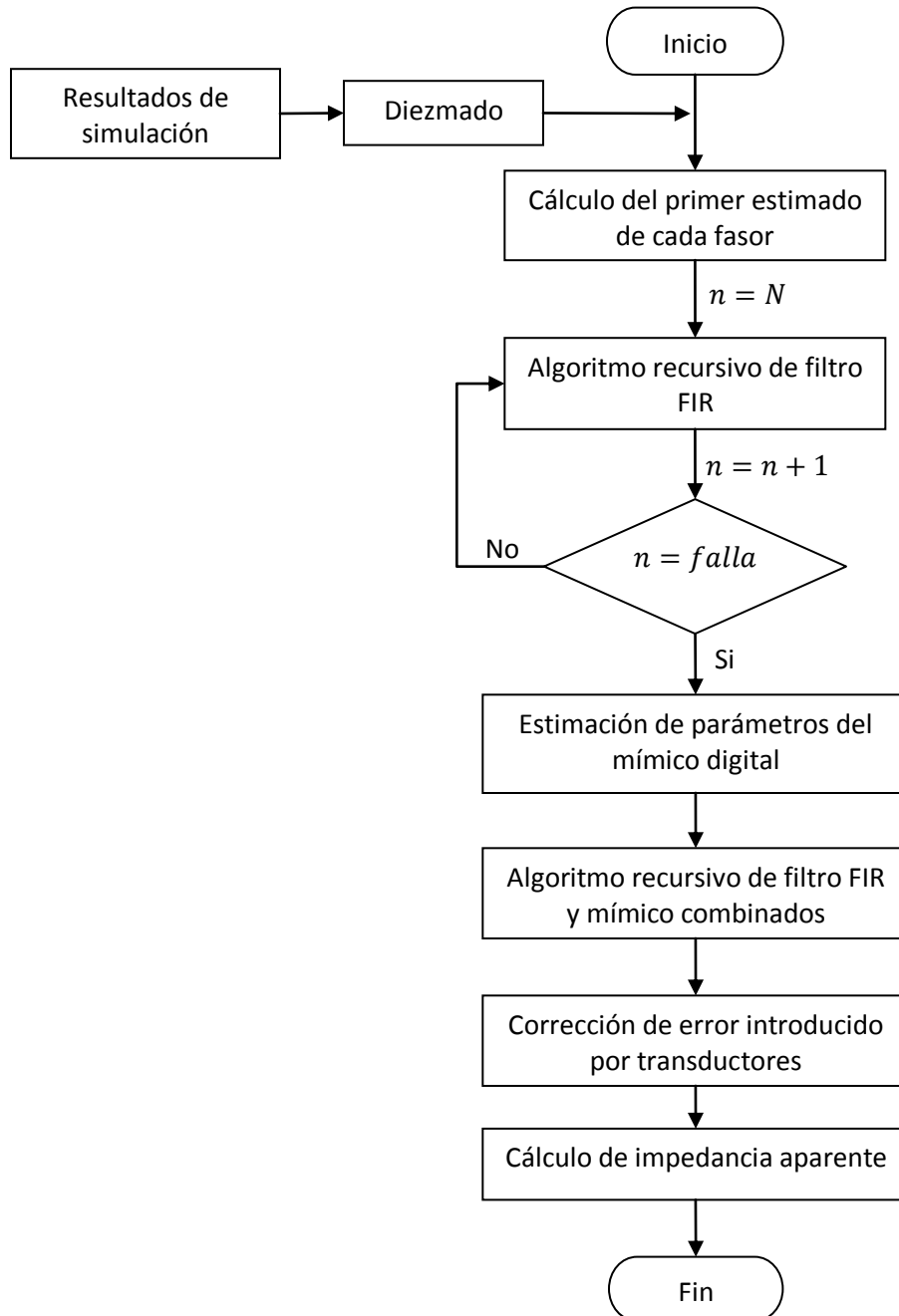


Figura 27. Diagrama de flujo de subprograma “impedanciaAPARENTE”.

En el diagrama de la figura 27, N es el número de muestras de la ventana de datos, n indica la última muestra procesada, y $falla$ es la primera muestra después de insertar la falla. En el diagrama anterior se observa que los datos obtenidos de la simulación no se ingresan directamente al subprograma “impedanciaAPARENTE”, sino que se someten a un proceso de diezmado previo; este proceso es realizado por el subprograma “diezmo”, mostrado en los anexos, este subprograma tiene como entrada una de las señales obtenida por simulación, el número de muestras por ciclo y el vector de tiempo de simulación, y su salida es una señal muestreada a una frecuencia de $N_0 \cdot 60$ [Hz], donde N_0 es el número de muestras por ciclo. Una vez diezmadas las tres señales de tensión y las tres de corriente por el mismo subprograma, lo que equivale a un muestreo sincrónico, estas son ingresadas como entrada del subprograma “impedanciaAPARENTE” junto a m (factor de compensación, ver (4.4)), el número de muestras por ciclo, la primera muestra luego de la inserción de la falla, el error del transformador de tensión (incluyendo al filtro anti-aliasing), y el error del transformador de corriente (incluyendo al filtro anti-aliasing).

Posteriormente, para graficar la impedancia aparente observada por alguno de los relés de distancia solo es necesario indicar a Matlab[®] el vector a graficar.

Por otra parte, para el cálculo del lugar geométrico de impedancia aparente observado por cada relé de distancia según la teoría tradicional se utiliza el subprograma “lgi”, este tiene como entrada las constantes Ha, Hb, Ga, Gb obtenidas a partir del procedimiento indicado en los anexos, el vector de relación de tensiones Ea/Eb y el color de los círculos de razón de tensión constante. En este caso, las constantes Ha, Hb, Ga, Gb se obtienen a partir del listado en el archivo “impedanciasLGI”, siendo las constantes para el caso de falla monofásica guardadas en la variable “Fm”, para falla bifásica son guardadas en la variable “Fb”, para falla bifásica a tierra son guardadas en la variable “Fbt” y para falla trifásica son guardadas en la variable “F3f”.

6.6. Metodología de evaluación.

La metodología a utilizar en la evaluación de los resultados obtenidos se basa en que el error en la reactancia aparente medida por el relé de distancia es generalmente mucho menor que el error en la resistencia aparente de la línea en falla durante una falla shunt de alta impedancia, por tanto se determinará la distancia eléctrica a la falla a partir de la reactancia de la impedancia aparente obtenida por simulación, y la obtenida del lugar geométrico de impedancia, utilizando la ecuación (6.1), la cual es obtenida a partir de la reactancia aparente de la línea de transmisión ante una falla trifásica a tierra con impedancia de falla igual a cero.

$$X_{ap} = \text{Im} \left\{ \frac{k X_C Z_l}{j k^2 Z_l + X_C} \right\} \quad (6.1)$$

En (6.1) X_{ap} es la reactancia aparente obtenida por simulación o por lo indicado en la teoría, j la unidad imaginaria, X_C es la reactancia capacitiva de la línea en $[\Omega \cdot \text{km}]$, Z_l es la impedancia serie de la línea en $[\Omega/\text{km}]$, y k es la distancia estimada en $[\text{km}]$, la cual será obtenida al aplicar el método numérico de bisección. Luego, la distancia estimada se comparará con la distancia a la que se simuló la falla utilizando la ecuación (6.2). Los resultados de la metodología aplicada se muestran en el siguiente capítulo.

$$error = \frac{k - k_{real}}{k_{real}} \cdot 100\% \quad (6.2)$$

CAPÍTULO VII

7. Análisis de resultados.

7.1. Introducción.

En este capítulo se presentan los resultados de la impedancia aparente estimada, su análisis en el plano R-X y los resultados de la aplicación de la metodología de evaluación. Los resultados son obtenidos por el uso del entorno de simulación descrito en el capítulo anterior.

7.2. Condición prefalla.

Los resultados obtenidos en esta condición se muestran en la tabla 3 expresados en Ohmios secundarios aparentes.

Tabla 3. Impedancias aparentes prefalla vista por cada relé.

	Impedancia aparente calculada a partir de resultados de simulaciones $[\Omega]$.	Impedancia aparente calculada a partir de tensiones y corrientes de flujo de carga $[\Omega]$.
Zra	$-150,92 -j161,16$	$-182,50 -j69,18$
Zrb	$-151,08 -j161,73$	$-182,50 -j69,18$
Zrc	$-151,01 -j161,03$	$-182,50 -j69,18$
Zrab	$-151,00 -j161,21$	$-182,50 -j69,18$
Zrbc	$-151,09 -j161,08$	$-182,50 -j69,18$
Zrca	$-150,94 -j161,07$	$-182,50 -j69,18$

En la tabla 3 Z_{ra} , Z_{rb} , Z_{rc} , Z_{rab} , Z_{rbc} , Z_{rca} representan las impedancias aparentes medidas por el relé de tierra en fase a, b y c, y por el relé de fase a-b, b-c y c-a, respectivamente.

Es importante observar que el sistema de potencia en estudio es simétrico antes de insertar la falla, y debido a esta simetría los fasores de tensión de fase, al igual que los fasores de corriente de línea, deben tener igual módulo y estar desfasados 120° entre si, por tanto todas las impedancias aparentes prefalla deben ser iguales entre si. Por tanto, en la tabla 3 las impedancias aparente calculada a partir de los resultados del flujo de carga son iguales entre si. Sin embargo, de los resultados de las simulaciones se observa que cada cálculo de impedancia aparente prefalla se observa que cada resultado obtenido para cada relé es diferente a los demás resultados obtenidos a partir de los resultados de la simulación, lo cual no es el resultado esperado, a pesar de que estos resultados son similares entre si. Además, también se observa que la parte real e imaginaria de las impedancias aparentes, calculada a partir de simulaciones y calculada a partir de datos del flujo de carga, son negativas, indicando flujo de potencia activa y reactiva proveniente de la línea, lo cual es de esperar, ya que de la topología de la red y de la condición de operación se observa que la potencia activa y la reactiva solo pueden provenir de la línea.

Sin embargo, se observa una gran diferencia entre los valores calculados a partir del flujo de carga y los obtenidos a partir de las simulaciones, y pequeñas diferencias entre las impedancias aparentes calculadas a partir de las simulaciones, siendo la causa de estas diferencias el ruido de alta frecuencia obtenido como consecuencia de la discretización de las ecuaciones que describen el sistema de potencia realizada por el simulador, por tanto, el efecto del ruido generado por el proceso de integración del simulador sobre la respuesta del filtro FIR se puede minimizar al reducir el tiempo de integración y la tolerancia del proceso iterativo implementado por el simulador. Sin embargo, en los sistemas reales se observa un proceso de contaminación similar durante la conversión A/D debido al redondeo del

bit menos significativo, por lo cual no resultaría conveniente reducir el tiempo de integración al mínimo permitido si se desea simular este fenómeno. No obstante, como se aprecia en la discusión de la referencia [19], se considera conveniente la evaluación final del desempeño de algoritmos de medición digital de impedancia aparente con datos provenientes del sistema de potencia.

7.3. Falla monofásica AG.

7.3.1. Relés de tierra.

Los resultados obtenidos se muestran en las figuras 28 y 29. En las figuras 28 y 29 se observa que los valores de cada impedancia aparente Z_{ra} , Z_{rb} y Z_{rc} , correspondientes a la impedancia aparente medida por el relé de tierra en fase a, b y c respectivamente, están unidos por una línea, sin embargo esta línea no forma parte de la impedancia aparente en cuestión, sino que se utiliza para indicar el orden con que se obtienen las muestras de impedancia, siendo la ubicación de estos valores señalada por los símbolos sobre la línea, por otra parte, el lugar geométrico de impedancia aparente para este tipo de falla también es representado en las figuras 28 y 29, donde $LGIfa$, $LGIfb$ y $LGIfc$ representan el lugar geométrico de impedancia aparente al relé de tierra en fase a, b y c respectivamente. Por otra parte, la impedancia aparente prefalla medida por cada relé son similares entre si, lo que se observa como el punto en común de Z_{ra} , Z_{rb} y Z_{rc} , sin embargo, las impedancias aparentes durante la falla obtenidos por simulación no coinciden con las obtenidas por los cálculos teóricos del lugar geométrico de impedancia, siendo la impedancia Z_{rb} la que se observa más lejana del lugar geométrico correspondiente.

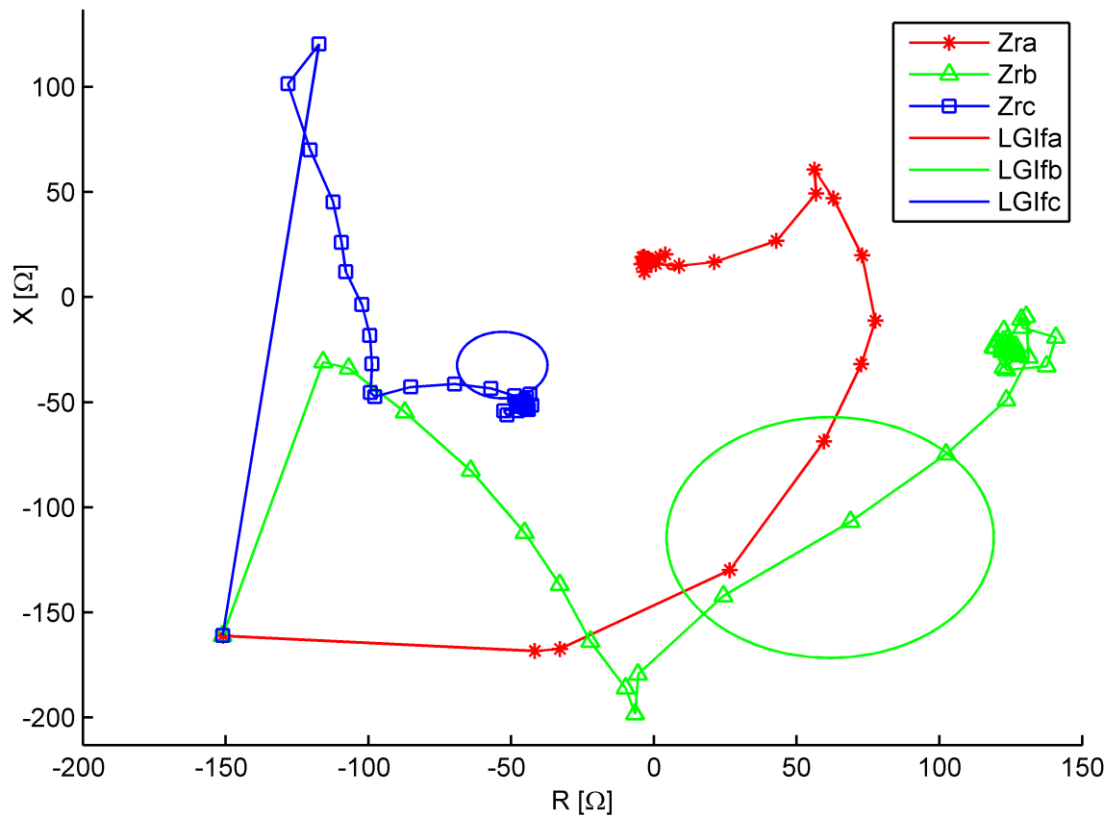


Figura 28. Plano R-X de impedancia aparente secundaria vista por relés de tierra ante falla monofásica AG.

En la figura 29 se presenta un zoom de una zona del plano R-X mostrado en la figura 28. Aquí se observa que las impedancias aparentes obtenidas por simulación no convergen a un valor específico una vez terminado el transitorio del filtro, debido a que el proceso de estimación de fasores se ve afectado negativamente por pequeñas variaciones en la frecuencia del sistema, que son (en este caso) causadas por la inserción de la falla. Por otra parte se observa que a pesar de estar cercanos a los resultados teóricos, los resultados de las simulaciones difieren del lugar geométrico de impedancia calculado, no solo debido al ruido de alta frecuencia obtenido como consecuencia de la discretización de las ecuaciones que describen el sistema de potencia realizada por el simulador, que posteriormente es amplificado por el mímico digital antes de ser procesado por el filtro FIR junto a la señal, sino que también por la diferencia entre el modelo de generador usado en la simulación y el usado en los

cálculos teóricos, y por la diferencia entre el modelo de línea de transmisión de parámetros distribuidos usado en simulación y el modelo de parámetros concentrados utilizados en los cálculos. Por otra parte, de la figura 29 se pueden obtener valores de reactancia aparente medidas por cada relé, los valores tomados son los ubicados en el centro de la región a la cual converge la impedancia aparente en cuestión, estos valores se muestran en la tabla 4 junto con la distancia y el error asociado a la determinación de la distancia.

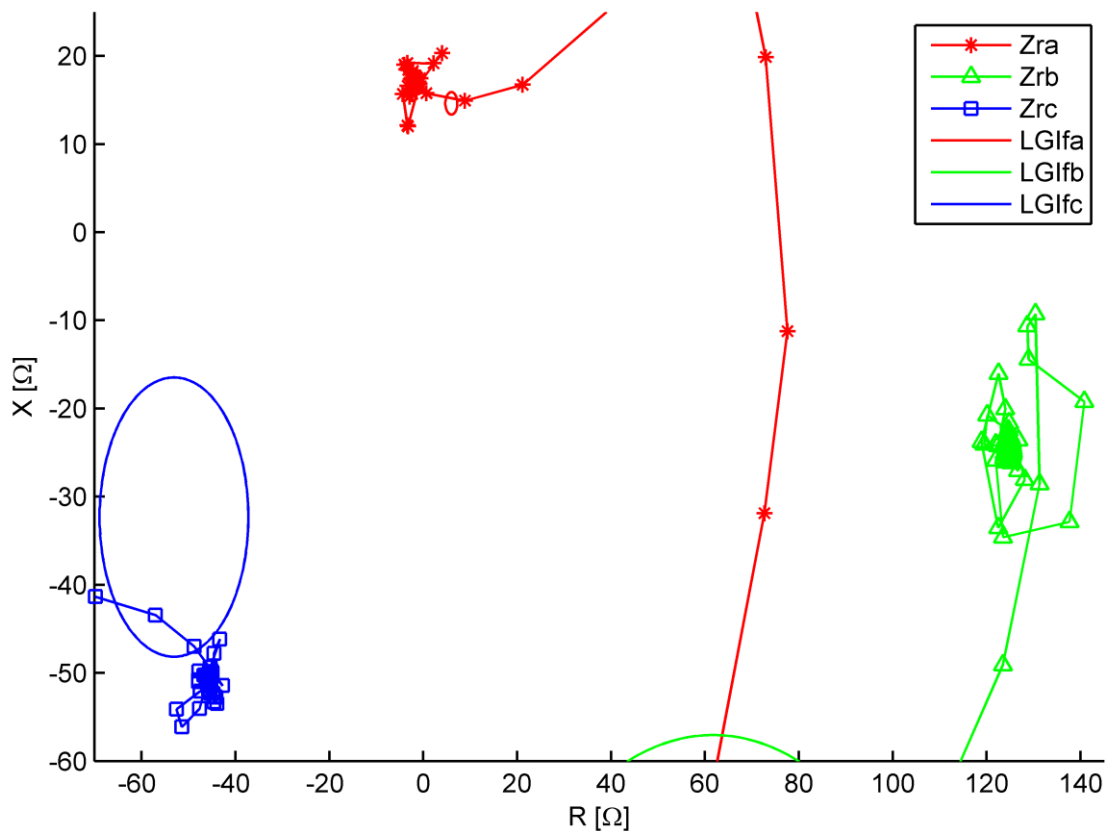


Figura 29. Zoom de plano R-X de impedancia aparente secundaria vista por relés de tierra ante falla monofásica AG.

En la tabla 4 se observa que el error en la estimación de la distancia a la falla, según la metodología utilizada es, en ambos casos, superior al 14%, lo cual indica que la resistencia de falla puede causar subalcance del relé de distancia en el escenario de simulación considerado, y la falla puede ser despejada en segunda zona del relé si no

actúan las teleprotecciones. Por otra parte, es importante resaltar que de no considerar la capacitancia de la línea de transmisión en la determinación de la distancia a la falla se obtendría un error muy superior (pero negativo), que causaría sobrealcance de las protecciones, ya que la reactancia secundaria serie del 80% de la línea de transmisión Guri-Malena en 765 kV es de 41,78 Ω .

Tabla 4. Reactancia aparente secundaria y distancia estimada ante falla monofásica a partir de mediciones de impedancia de relés de tierra.

	Simulación			Teoría		
	Reactancia aparente	Distancia	Error	Máxima reactancia aparente	Distancia	Error
Zra	17,36 Ω	152,63 km	29,69%	15,92 Ω	145,95 km	14,97%
Zrb	-24,10 Ω	Regresiva	--	-57,02 Ω	Regresiva	--
Zrc	-16,49 Ω	Regresiva	--	-16,46 Ω	Regresiva	--

7.3.2. Relés de fase.

Los resultados obtenidos se muestran en las figuras 30 y 31. En las figuras 30 y 31 se observa que los valores de cada impedancia aparente Zrab, Zrbc y Zrca, correspondientes a la impedancia aparente medida por el relé de fase a-b, b-c y c-a respectivamente, están unidos por una línea, sin embargo esta línea no forma parte de la impedancia aparente en cuestión, sino que se utiliza para indicar el orden con que se obtienen las muestras de impedancia, siendo la ubicación de estos valores señalada por los símbolos sobre la línea, por otra parte, el lugar geométrico de impedancia aparente para este tipo de falla también es representado en las figuras 30 y 31, donde LGIfab, LGIfbc y LGIfca representan el lugar geométrico de impedancia aparente al relé de fase a-b, b-c y c-a respectivamente. En la figura 30 se observa el plano R-X de impedancia aparente secundaria vista por los relés de fase ante falla AG, en este caso la impedancia aparente prefalla vista por cada relé es similar a los valores obtenidos en la figura 28, sin embargo, en la figura 30 no se puede apreciar este hecho debido a

que la impedancia Z_{rbc} oculta los puntos prefalla, en la siguiente figura se muestra un zoom de esta zona.

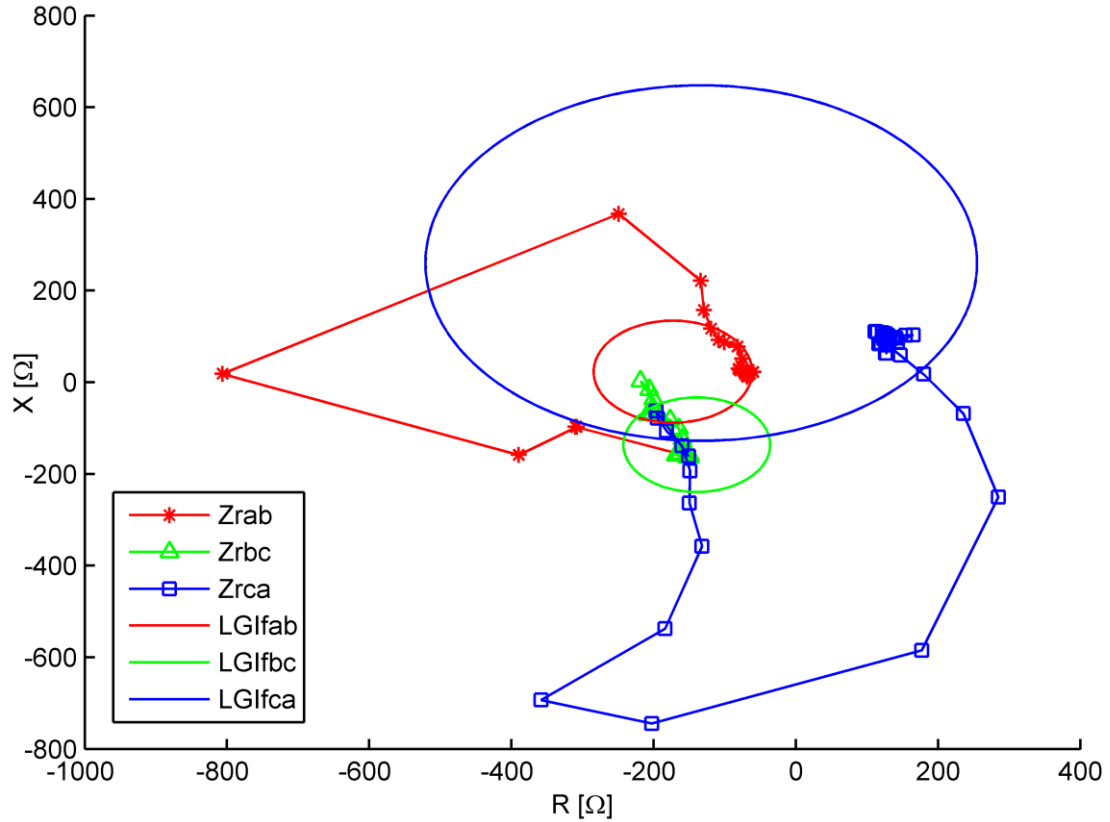


Figura 30. Plano R-X de impedancia aparente secundaria vista por relés de fase ante falla monofásica AG.

En la figura 31 se puede observar que las impedancias aparentes obtenidas por simulación no convergen a un valor específico una vez terminado el transitorio del filtro, debido a que el proceso de estimación de fasores se ve afectado negativamente por pequeñas variaciones en la frecuencia del sistema, que son (en este caso) causadas por la inserción de la falla. Además se observa que la impedancia aparente medida por el relé a-b (Z_{rab}) converge a un valor muy cercano a su lugar geométrico de impedancia ($LGIfab$), sin embargo la impedancia aparente medida por los relés b-c y c-a, Z_{rbc} y Z_{rca} respectivamente, no convergen a un valor cercano a $LGIfbc$ ni $LGIfca$, lo cual es debido al ruido de alta frecuencia obtenido como consecuencia de

la discretización de las ecuaciones que describen el sistema de potencia realizada por el simulador, que posteriormente es amplificado por el mímico digital antes de ser procesado por el filtro FIR junto a la señal, a la diferencia entre el modelo de generador usado en la simulación y el usado en los cálculos teóricos, y a la diferencia entre el modelo de línea de transmisión de parámetros distribuidos usado en simulación y el modelo de parámetros concentrados utilizados en los cálculos. Sin embargo en esta parte es evidente que ningún relé mide la distancia a la falla, dado que la única impedancia aparente de parte imaginaria positiva lo suficiente pequeña es Z_{rab} , la cual da como resultado una distancia de 159,24 km, lo cual indica un error de 30,19%, sin embargo, el que la parte real de Z_{rab} sea de $-67,67 \Omega$ indica claramente que la falla se mide en sentido regresivo. Por otra parte, es de notar que el lugar geométrico de impedancia LG_{ifab} y LG_{ifca} tienen puntos de parte imaginaria positiva, sin embargo, la mayor parte real de los valores que conforma el lugar geométrico de impedancia LG_{ifab} es cercana a -50Ω , lo cual indica falla en el sentido regresivo, pero el lugar geométrico LG_{ifca} tiene parte resistiva de hasta $260,3 \Omega$, que es muchas veces mayor a la resistencia de la línea, no obstante, indica la necesidad de estudiar la respuesta de este relé ante fallas más cercanas al relé con el objeto de seleccionar una características de operación que evite el despeje bifásico ante falla monofásica.

Aun así, es interesante observar que la impedancia aparente medida por el relé b-c (Z_{rbc}) es muy similar a la impedancia prefalla, siendo el valor obtenido muy diferente del esperado según el lugar geométrico de impedancia, siendo la causa de esta discrepancia la diferencia entre el modelo de generador utilizado en la simulación y el modelo utilizado en los cálculos.

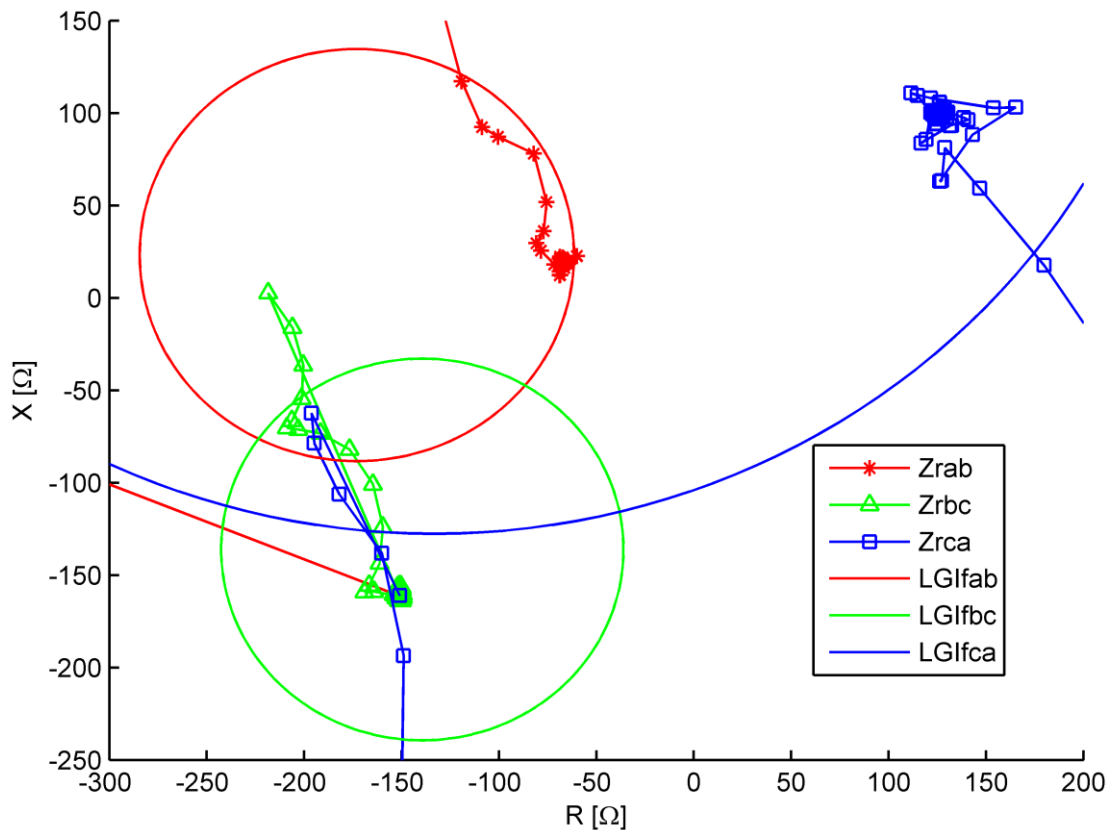


Figura 31. Zoom de plano R-X de impedancia aparente secundaria vista por relés de fase ante falla monofásica AG.

7.4. Falla bifásica BC.

7.4.1. Relés de tierra.

Los resultados obtenidos se muestran en las figuras 32 y 33. En las figuras 32 y 33 se observa que los valores de cada impedancia aparente Z_{ra} , Z_{rb} y Z_{rc} , correspondientes a la impedancia aparente medida por el relé de tierra en fase a, b y c respectivamente, están unidos por una línea, sin embargo esta línea no forma parte de la impedancia aparente en cuestión, sino que se utiliza para indicar el orden con que se obtienen las muestras de impedancia, siendo la ubicación de estos valores señalada por los símbolos sobre la línea, por otra parte, el lugar geométrico de impedancia aparente para este tipo de falla también es representado en las figuras 32 y 33, donde

LGifa, LGIfb y LGIfc representan el lugar geométrico de impedancia aparente al relé de tierra en fase a, b y c respectivamente. En la figura 32 se observa el plano R-X de impedancia aparente secundaria vista por los relés de tierra ante falla BC, en este caso la impedancia aparente prefalla vista por cada relé es de valor similar a los obtenidos en las figuras 28 y 30, sin embargo, en la figura 32 no se puede apreciar este hecho debido a que la impedancia Z_{ra} oculta los puntos prefalla.

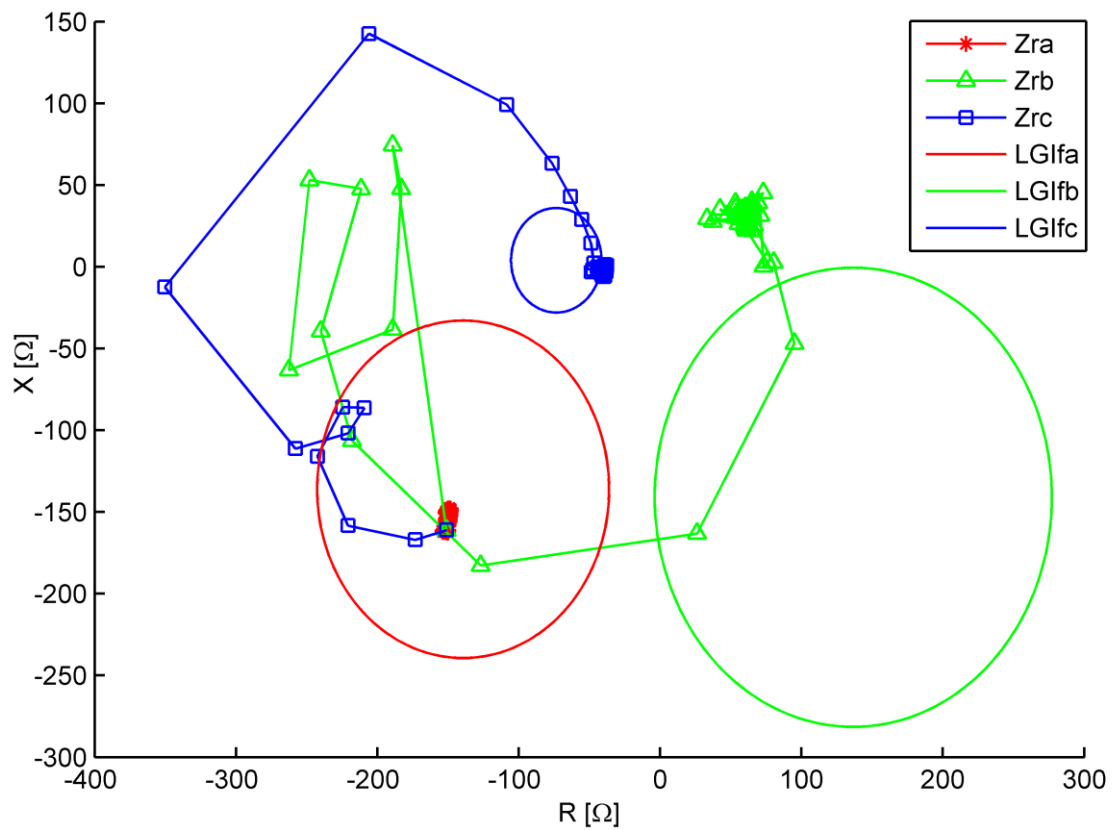


Figura 32. Plano R-X de impedancia aparente secundaria vista por relés de tierra ante falla bifásica BC.

En la figura 33 se presenta un zoom de la figura anterior. En la figura 33 se observa que las impedancias aparentes obtenidas por simulación no convergen a un valor específico una vez terminado el transitorio del filtro, debido a que el proceso de estimación de fasores se ve afectado negativamente por pequeñas variaciones en la frecuencia del sistema, que son (en este caso) causadas por la inserción de la falla.

Por otra parte se observa que Z_{rb} converge a una región que contiene a su lugar geométrico de impedancia (LGIfb). No obstante Z_{ra} ni Z_{rc} convergen a una región que contenga a su lugar geométrico de impedancia, lo cual no solo es debido al ruido de alta frecuencia obtenido como consecuencia de la discretización de las ecuaciones que describen el sistema de potencia realizada por el simulador, que posteriormente es amplificado por el mímico digital antes de ser procesado por el filtro FIR junto a la señal, sino que también por la diferencia entre el modelo de generador usado en la simulación y el usado en los cálculos teóricos, y por la diferencia entre el modelo de línea de transmisión de parámetros distribuidos usado en simulación y el modelo de parámetros concentrados utilizados en los cálculos.

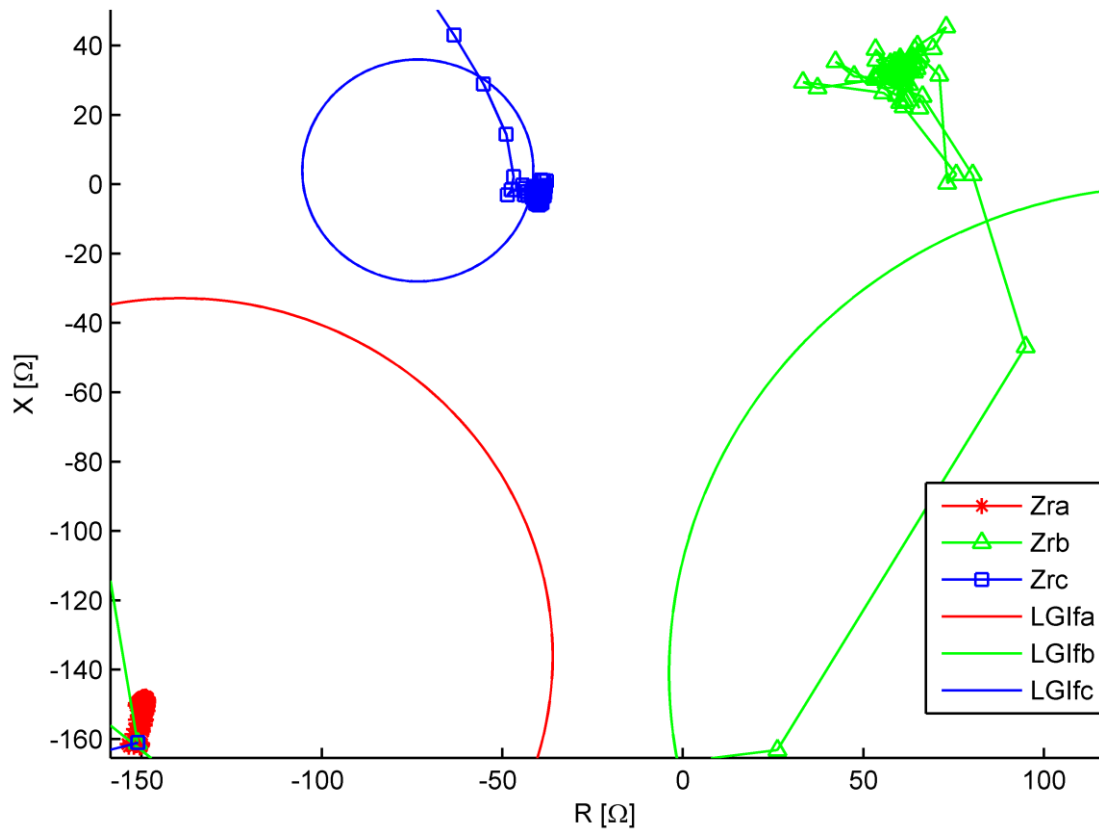


Figura 33. Zoom de plano R-X de impedancia aparente secundaria vista por relés de tierra ante falla bifásica BC.

Sin embargo es de notar que la impedancia aparente Z_{ra} es muy similar a la impedancia aparente prefalla, lo cual puede explicarse solamente por la diferencia entre los modelos de los generadores utilizados en la simulación y en los cálculos teóricos, dado que este resultado es similar al obtenido para el relé de fase b-c ante falla monofásica, el cual es mostrado en las figuras 30 y 31. Por otra parte, es interesante notar que el único relé que indica la presencia de falla en el sentido progresivo es el ubicado en la fase b, sin embargo, esto no es considerado un error por que de hecho la fase b es una de las fases falladas.

7.4.2. Relés de fase.

Los resultados obtenidos se muestran en la figura 34, 35 y 36. En las figuras 34, 35 y 36 se observa que los valores de cada impedancia aparente Z_{rab} , Z_{rbc} y Z_{rca} , correspondientes a la impedancia aparente medida por el relé de fase a-b, b-c y c-a respectivamente, están unidos por una línea, sin embargo esta línea no forma parte de la impedancia aparente en cuestión, sino que se utiliza para indicar el orden con que se obtienen las muestras de impedancia, siendo la ubicación de estos valores señalada por los símbolos sobre la línea, por otra parte, el lugar geométrico de impedancia aparente para este tipo de falla también es representado en las figuras 34, 35 y 36, donde LG_{ifab} , LG_{ifbc} y LG_{ifca} representan el lugar geométrico de impedancia aparente al relé de fase a-b, b-c y c-a respectivamente. En la figura 34 se observa el plano R-X de impedancia aparente secundaria vista por los relés de fase ante falla BC, en este caso la impedancia aparente prefalla vista por cada relé es similar al valor obtenido en las figuras 28, 30 y 32, sin embargo, en la figura 34 no se puede apreciar este hecho por que debido al transitorio del proceso de estimación de fasores la impedancia Z_{rbc} tiene un punto ubicado tan lejos de la impedancia prefalla que dificulta la interpretación de la información contenida en este plano R-X.

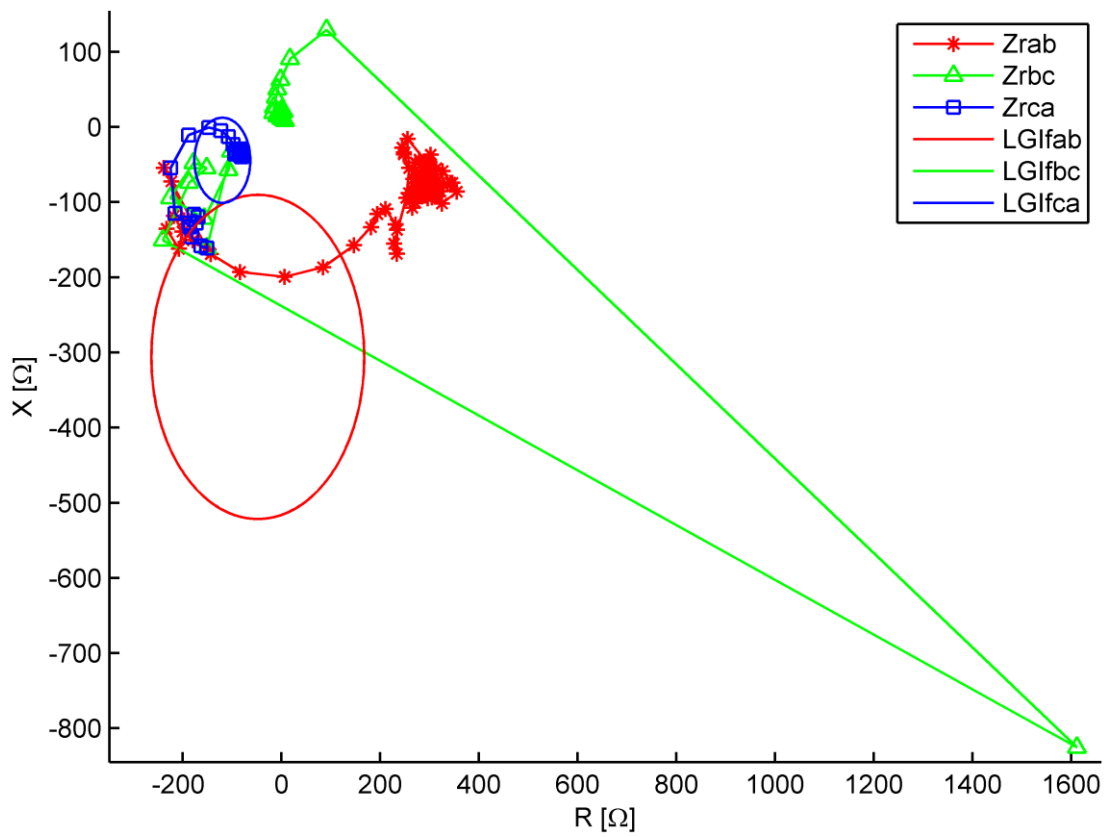


Figura 34. Plano R-X de impedancia aparente secundaria vista por relés de fase ante falla bifásica BC.

En la figura 35 se muestra un zoom del plano R-X mostrado en la figura 34. En la figura 35 se observa que las impedancias aparentes prefalla son iguales, además se observa que las impedancias aparentes obtenidas por simulación no convergen a un valor específico una vez terminado el transitorio del filtro, debido a que el proceso de estimación de fasores se ve afectado negativamente por pequeñas variaciones en la frecuencia del sistema, que son (en este caso) causadas por la inserción de la falla, sin embargo, es notable que el área de la región a la cual converge Zrab luego de transcurrido el transitorio del proceso de estimación de fasores es mucho mayor a la ocupada por Zrbc o por Zrca, indicando la necesidad de revisar la efectividad del mímico digital utilizado en la remoción del nivel DC de señales provenientes de simulaciones, sin embargo, este caso no representa un problema debido a que el

mayor valor de la reactancia de Z_{rab} es negativo, lo que indica falla en sentido regresivo.

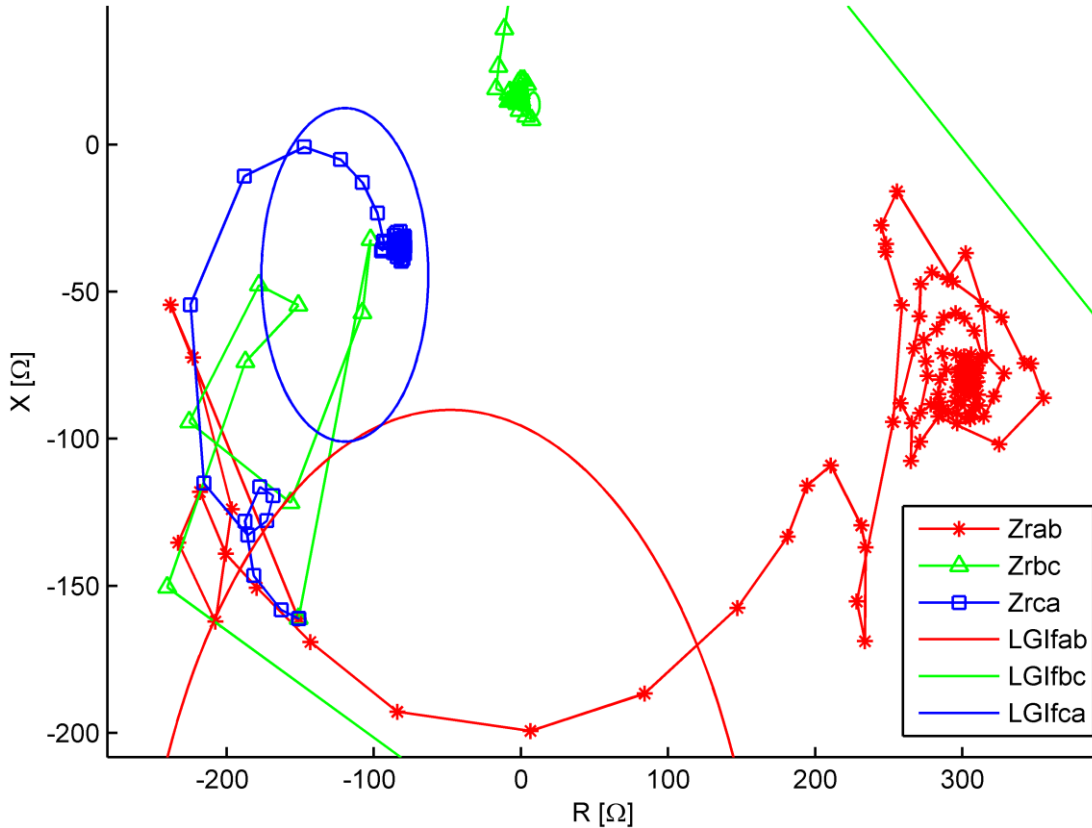


Figura 35. Zoom de plano R-X de impedancia aparente secundaria vista por relés de fase ante falla bifásica BC.

En la figura 36 se muestra un zoom de la figura 35. En esta se observa el lugar geométrico de impedancia del relé de fase b-c y la impedancia aparente Z_{rbc} , en esta figura, a diferencia de la anterior, se observa que la impedancia aparente Z_{rbc} no converge a una región del plano R-X que contenga a su lugar geométrico de impedancia luego del transitorio del proceso de estimación de fasores, aun así converge a una región muy cercana a LG_{Ifbc} , esto también se observa para Z_{rab} y Z_{rca} en la figura 35, lo cual no solo es debido al ruido de alta frecuencia obtenido como consecuencia de la discretización de las ecuaciones que describen el sistema de potencia realizada por el simulador, que posteriormente es amplificado por el mímico

digital antes de ser procesado por el filtro FIR junto a la señal, sino que también por la diferencia entre el modelo de generador usado en la simulación y el usado en los cálculos teóricos, y por la diferencia entre el modelo de línea de transmisión de parámetros distribuidos usado en simulación y el modelo de parámetros concentrados utilizados en los cálculos.

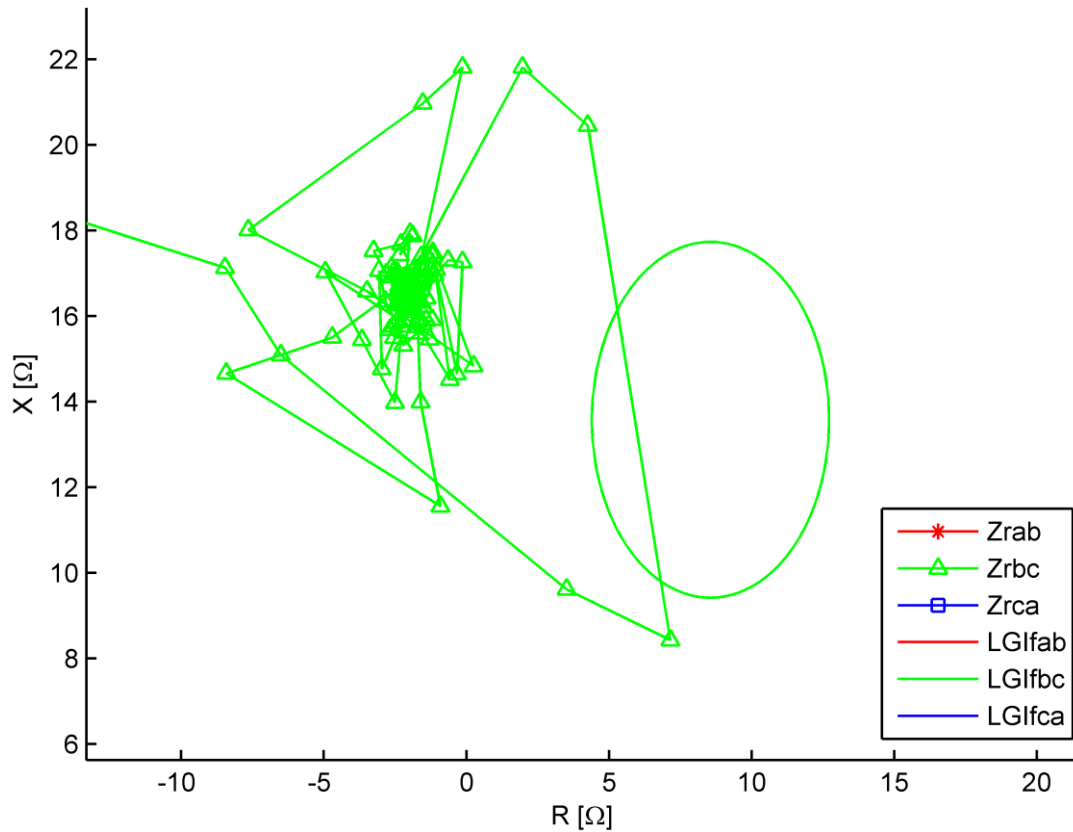


Figura 36. Zoom de plano R-X de impedancia aparente secundaria vista por relés de fase ante falla bifásica BC.

De la figura 35 y 36 se pueden obtener los valores de reactancia aparente medidas por cada relé, los valores tomados corresponden al centro de la región a la cual converge la impedancia aparente, estos valores se muestran en la tabla 5 junto con la distancia y el error asociado a la determinación de la distancia.

En la tabla 5 se observa que el error en la estimación de la distancia a la falla, según la metodología utilizada es, en ambos casos, superior al 23%, lo cual indica que la resistencia de falla puede causar subalcance del relé de distancia en el escenario de simulación considerado, sin embargo, según los cálculos teóricos se indica la posibilidad del despeje de las fases c y a ante una falla entre las fases b y c. Por otra parte, es importante resaltar que de no considerar la capacitancia de la línea de transmisión en la determinación de la distancia se obtendría un error muy superior (pero negativo), que causaría sobrealcance de las protecciones, ya que la reactancia secundaria serie del 80% de la línea de transmisión Guri-Malena en 765 kV es de 41,78 Ω .

Tabla 5. Reactancia aparente y distancia estimada ante falla bifásica a partir de mediciones de impedancia de relés de fase.

	Simulación			Teoría		
	Reactancia aparente	Distancia	Error	Máxima reactancia aparente	Distancia	Error
Zrab	-78,01 Ω	Regresiva	--	-90,10 Ω	Regresiva	--
Zrbc	16,55 Ω	151,51 km	23,83%	17,74 Ω	161,96 km	32,41%
Zrca	-34,42 Ω	Regresiva	--	12,46 Ω	115,01 km	-5,98%

CONCLUSIONES

La impedancia aparente vista por un relé de distancia en el plano R-X depende de la topología de la red, de la impedancia de falla, del flujo de carga y de la diferencia de fase entre las tensiones internas de los generadores conectados a la red. Además, tiene cierta dependencia en el dominio del tiempo de los parámetros mecánicos de los generadores, cuando se presentan de oscilaciones de potencia.

La impedancia aparente a estos relés puede ser calculada a partir de las ecuaciones de red o de simulaciones del sistema y luego ser representada en un diagrama de impedancia en el plano R-X para su posterior análisis, sin embargo, los resultados obtenidos por cada método están sujetos a las simplificaciones de los modelos de cada elemento de la red utilizados por el método en cuestión, por tanto, los resultados obtenidos no deben ser necesariamente iguales, siendo en este caso preponderante el modelo del generador, ya que utilizar el modelo de redes de secuencia del generador en los cálculos teóricos arroja resultados muy cercanos a los obtenidos por simulación para el relé en las fases falladas. Sin embargo, uno de los resultados de las simulaciones de impedancia aparente a relés en fases no falladas de cada caso de estudio converge a una región muy lejana de su lugar geométrico de impedancia correspondiente calculado con el modelo de redes de secuencia del generador, en comparación con los resultados obtenidos para los demás relés en fases no falladas calculados de la misma forma, exhibiendo un cambio pequeño en la impedancia aparente medida al compararla con la impedancia aparente prefalla. Por esta razón, no se obtendrán resultados confiables de los cálculos al utilizar el modelo de redes de secuencia del generador según los resultados de las simulaciones presentados en este trabajo especial de grado. Siendo necesario aclarar que se han tomado los resultados de las simulaciones como referencia por utilizar un modelo de generador más detallado.

Sin embargo, los resultados de las simulaciones están contaminados con ruido de alta frecuencia obtenido como consecuencia de la discretización de las ecuaciones que describen el sistema de potencia realizada por el simulador, además, durante una falla se presentan variaciones de la frecuencia fundamental, armónicos y una componente DC decreciente, que afectan en cierta medida la respuesta del filtro FIR, y por consiguiente la impedancia aparente calculada a partir de los resultados de la simulación. En este trabajo especial de grado se ha dado una solución a cada uno de estos problemas, sin embargo, la única solución eficiente en todos los casos simulados ha sido el filtro anti-aliasing como supresor de armónicos, en cambio, el mímico digital utilizado en el filtrado de la componente DC decreciente no fue eficiente en todos los casos simulados, y el método propuesto para la corrección adaptativa a los cambios en la frecuencia fundamental del sistema no pudo ser aplicado por la alta sensibilidad al ruido de la ecuación a usar en el cálculo de la frecuencia a partir de los estimados fasoriales. Por otra parte, no se pudo determinar cuan eficiente es la reducción del tiempo de integración, ni la reducción de la tolerancia del proceso iterativo ambos utilizados por el simulador, en la reducción del ruido de alta frecuencia obtenido como consecuencia de la discretización de las ecuaciones que describen el sistema de potencia.

Además, se debe observar que luego de ocurrida la falla no se presentaron cambios de impedancia aparente debidas a oscilaciones de potencia, sin embargo, de presentarse un bote de carga luego del despeje de la falla se observarán cambios de impedancia aparente, lo que hace del método de estimación de impedancia aparente a relés de distancia a partir de resultados de simulaciones presentado en este trabajo especial de grado una herramienta valiosa en la determinación de la respuesta del relé ante este fenómeno o cualquier otro fenómeno complejo, en comparación con los métodos propuestos por la teoría tradicional, ya que permite aprovechar la existencia en el mercado de potentes simuladores de fenómenos transitorios en sistemas de potencia.

RECOMENDACIONES.

- (a) Estudiar el efecto de un filtro pasabanda como filtro anti-aliasing sobre un proceso de estimación de fasores.
- (b) Determinar una rutina de cálculo de estimación de parámetros del mímico digital utilizando un modelo de señal de entrada que incluya los términos oscilatorios cuya amplitud se amortigua con el tiempo, o en su defecto sustituir el mímico digital por otro procedimiento de cálculo más eficiente en la remoción de la componente DC de amplitud exponencial decreciente.
- (c) Deducir ecuaciones para el cálculo de impedancia aparente que consideren la capacitancia de la línea de transmisión, de forma tal que el resultado de estas ecuaciones presente una relación evidente con la distancia a la cual ocurrió la falla, esto con el objeto de simplificar el análisis postmortem de la falla.
- (d) Discutir la validez del uso de un modelo lineal de la resistencia de arco y comparar los resultados de la estimación de impedancia aparente a partir de resultados de simulaciones de un sistema donde la falla se modela con una resistencia lineal con los resultados obtenidos si la falla se modelase con una resistencia no lineal equivalente.
- (e) Por último, se recomienda realizar la evaluación final del desempeño de algoritmos de medición digital de impedancia aparente con datos provenientes de sistemas de potencia.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

- [1] Villarroel Moreno Manuel, *Análisis Moderno de Sistemas de Potencia*, (Libro).-- Universidad de la Frontera, Facultad de Ingeniería Ciencias y Administración, Departamento De Ingeniería Eléctrica, 2008, capítulo 5, p 1. [en línea]. < [http://www.inele.ufro.cl/apuntes/Analisis_Moderno_de_Sistemas_de_Potencia - Ing_Electrica_para_Ingenieros_de_Ejecucion/7_CÁLCULO_DE_FALLAS.pdf](http://www.inele.ufro.cl/apuntes/Analisis_Moderno_de_Sistemas_de_Potencia_-_Ing_Electrica_para_Ingenieros_de_Ejecucion/7_CÁLCULO_DE_FALLAS.pdf)> [Consulta: 2014].
- [2] ABB, *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*. 1997, p 358.
- [3] Blackburn J. Lewis, Domin J. Thomas. *Protective Relaying, Principles and Applications*, (Libro).--Boca Ratón: U.S., 2007, p. 471.
- [4] Díaz Verduzco Ismael. *Estudio Comparativo de Algoritmos de Filtrado Digital para Protección de Líneas de Transmisión*, (Tesis).--Nuevo León: Universidad Autónoma de Nuevo León, 1994. p 10.
- [5] Horowitz Stanley, Phadke Arun. *Power System Relaying*, (Libro).--Chichester: England, 2007, p 108-272.
- [6] IEEE Std C37.113-1999(R2004). *Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines*. p 5.
- [7] Díaz Verduzco Ismael. *Estudio Comparativo de Algoritmos de Filtrado Digital para Protección de Líneas de Transmisión*, (Tesis).--Nuevo León: Universidad Autónoma de Nuevo León, 1994, p 18.
- [8] Phadke Arun, Thorp James. *Computer Relaying for Power System*, (Libro).-- Chichester: England, 2009, p 6-19.
- [9] Westinghouse, *Applied Protective Relaying*, Newark, NJ Westinghouse Electric Corporation, 1976.
- [10] E. W. Kimbark, *Power System Stability*, vol. 2, John Wiley and Sons, Inc., New York, 1950, p 158-217.

- [11] Edith Clarke, *Impedances Seen by Relays during Power Swings with and without Faults*, AIEE Trans., 64 (1945), pp. 372-384.
- [12] Power System Relaying Committee Of the IEEE Power Engineering Society, *Power Swing And Out-Of-Step Considerations On Transmission Lines*. 2005.
- [13] Phadke Arun, Thorp James. *Computer Relaying for Power System*, (Libro).-- Chichester: England, 2009, p 137-145, 164-180.
- [14] Díaz Verduzco Ismael. *Estudio Comparativo de Algoritmos de Filtrado Digital para Protección de Líneas de Transmisión*, (Tesis).--Nuevo León: Universidad Autónoma de Nuevo León, 1994, p 47-65.
- [15] E.O. Schweitzer and Daqing Hou, *Filtering for Protective Relays*, 19th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, Washington, Octubre 1992.
- [16] J. A. Sykes and I. F. Morrison, *A Proposed Method of Harmonic Restraint Differential Protection of Transformers by Digital Computers*.--EN: IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 91, No.3, Mayo/Junio 1972, p 1266-1272.
- [17] Waldemar Rebizant, Janusz Szafran, Andrzej Wiszniewski, *Digital Signal Processing in Power System Protection and Control*, (Libro).--Londres, 2011, p 18, 65-95, 169-197.
- [18] Kleber M. Silva and Bernard F. Küsel, *Phasor Estimation Using a Modified Sine Filter Combined with an Adaptive Mimic Filter*, International Conference on Power Systems Transients, Delft, Netherlands, 2011.
- [19] IEEE Power System Relaying Committee Working Group, *Criteria for the Evaluation of Digital Impedance Methods of Transmission Line Protection*.--EN: IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems.-- Vol. 104, No. 1, Enero 1985, p 126-135.
- [20] The MathWorks, Inc., *Using MATLAB*, Natick, MA, January 1999.
- [21] The MathWorks, Inc., *Using Simulink*, Natick, MA, June 1990.

BIBLIOGRAFÍA.

Altuve, H., *Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia*, Universidad Autónoma de Nuevo León y Comisión Federal de Electricidad, Monterrey: México, 1992.

Anderson, P. M., *Power System Protection*, THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC, Canadá, 1999.

Blackburn, J. Lewis, Domin, J. Thomas. *Protective Relaying, Principles and Applications*, 3ra edición, CRC Press, Boca Ratón: U.S., 2007,

Naodovic, Bogdan, *Influence Of Instrument Transformers On Power System Protection*, (Tesis).--Texas: Texas A&M University, 2005.

Díaz Verduzco, Ismael. *Estudio Comparativo de Algoritmos de Filtrado Digital para Protección de Líneas de Transmisión*, (Tesis).--Nuevo León: Universidad Autónoma de Nuevo León, 1994.

Grainger, John, Stevenson, William Jr., *Análisis de Sistemas de Potencia*, McGRAW-HILL/INTEREMERICANA DE MÉXICO, Naulcapan de Juárez, México, 1996.

Mason, C. R., *The Art & Science of Protective Relaying*, General Electric, Usa, 2007.

Pajuelo, Eli, *An Improved Least Squares Voltage Phasor Estimation Technique To Minimize The Impact Of CCVT Transients In Protective Relaying*, (Tesis).--Saskatchewan: University Of Saskatchewan, 2006.

Phadke, Arun, Thorp, James. *Computer Relaying for Power System*, 3ra edición, John Wiley & Sons Ltd, Chichester: England, 2008.

Van Valkenburg M. E., *Análisis de Redes*, Editorial Limusa, Grupo Noriega Editores, Duodécima edición, México, 1999.

Waldemar, Rebizant, Janusz, Szafran, Andrzej, Wiszniewski, *Digital Signal Processing in Power System Protection and Control*, Springer, Londres, 2011.

ANEXO N° 1

Diseño de filtro anti-aliasing utilizado en simulación.

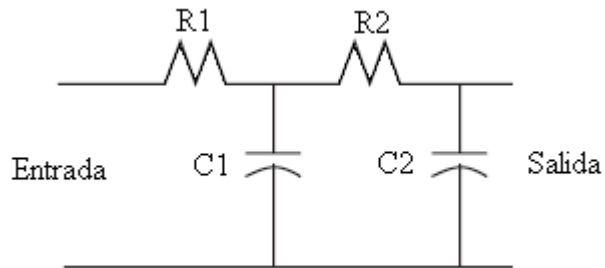


Figura 37. Diagrama circuital de filtro RC de dos etapas.

La función de transferencia de un filtro RC de dos etapas mostrado en la figura 37 es:

$$H(j\omega) = \frac{1}{1 + j\omega(R_1C_1 + R_2C_2 + C_2R_1) - \omega^2(R_1C_1R_2C_2)} \quad (A1.1)$$

Donde R_1 , R_2 , C_1 y C_2 son las resistencias y los capacitores componentes de componentes de las dos etapas según el diagrama mostrado en la figura 37. Estos componentes deben ser ajustados para tener la frecuencia de corte deseada.

La ecuación anterior también puede escribirse como:

$$H(j\omega) = \frac{H_0}{1 + 2\xi \left(\frac{j\omega}{\omega_0}\right) + \left(\frac{j\omega}{\omega_0}\right)^2} \quad (A1.2)$$

Donde los parámetros de (A1.2) para un filtro RC de dos etapas descrito por (A1.1) pueden expresarse como:

$$H_0 = 1 \quad (A1.3)$$

$$\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{R_1 C_1 R_2 C_2}} \quad (A1.4)$$

$$\xi = \frac{R_1 C_1 + R_2 C_2 + C_2 R_1}{2\sqrt{R_1 C_1 R_2 C_2}} \quad (A1.5)$$

Haciendo:

$$R_2 = \alpha R_1$$

$$C_2 = \beta C_1$$

Luego se selecciona un ξ de diseño de 1,1 y teniendo en cuenta que la frecuencia de corte del filtro debe ser de 300 [Hz], se eligen $\alpha = 5$ y $\beta = 0,2$.

De lo anterior se tiene que el valor de C_1 seleccionado es de 100 nF, por tanto

$$R_1 = 5300 \Omega$$

$$R_2 = 26500 \Omega$$

$$C_2 = 20 \text{ nF}$$

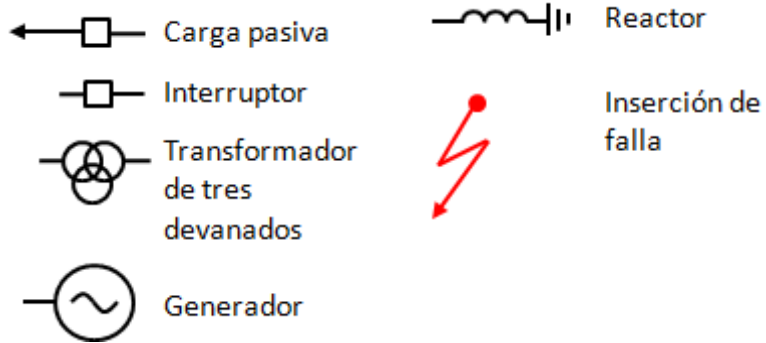
Utilizando los parámetros calculados anteriormente se tiene que la frecuencia de corte obtenida es de 300,29 Hz y la constante de amortiguamiento es de 1,1. El desfase introducido en la señal de 60 Hz es de $-24,6^\circ$, lo que representa un retraso de 1,139 ms.

ANEXO N° 2

Diagrama unifilar de sistema de potencia en estudio.

(Se muestra en la siguiente página)

Leyenda:



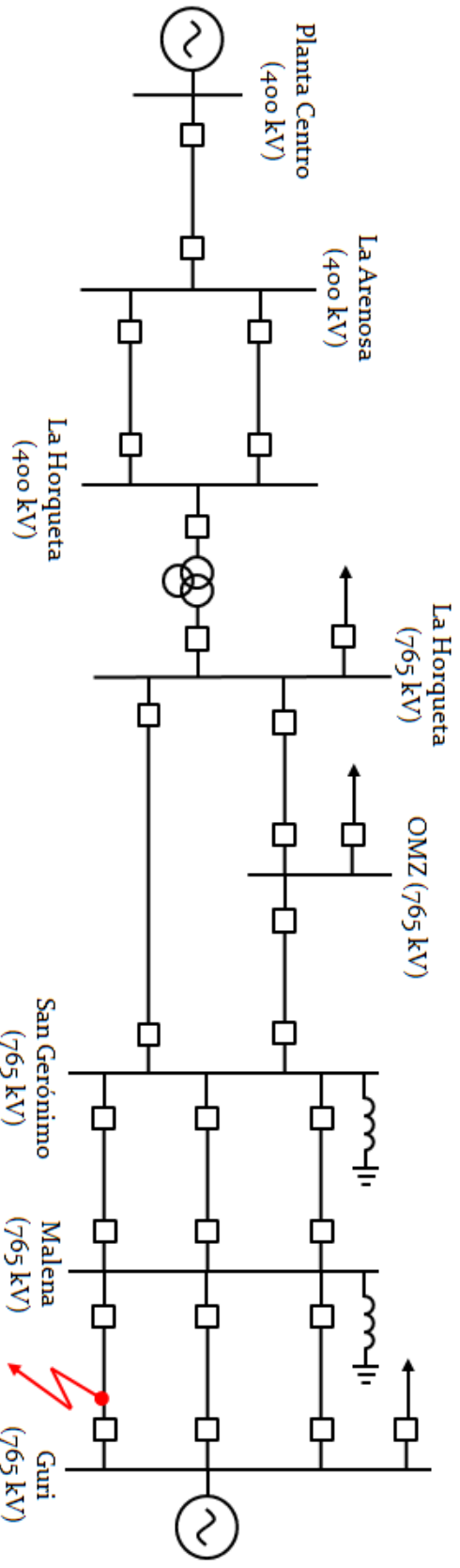


Figura 38. Diagrama unifilar de sistema de potencia en estudio.

ANEXO N° 3

Instrucciones a seguir para calcular la matriz de impedancia de barra según código en MATLAB® mostrado en anexo n° 5.

1. Impedancia subtransitoria de eje directo de generador y de cortocircuito de transformador de Planta Centro (conectada a Barra 1) (En secuencia cero solo impedancia de cortocircuito del transformador).
2. Capacitancia de línea Planta Centro-La Arenosa (conectada a Barra 1).
3. Inductancia de línea Planta Centro-La Arenosa (conectada entre Barra 1 y Barra 2).
4. Capacitancia de línea Planta Centro-La Arenosa (conectada a Barra 2).
5. Capacitancia de línea 1 La Arenosa-La Horqueta (conectada a Barra 2).
6. Capacitancia de línea 2 La Arenosa-La Horqueta (conectada a Barra 2).
7. Impedancia serie de línea 1 La Arenosa-La Horqueta (conectada entre Barra 2 y Barra 3).
8. Impedancia serie de línea 2 La Arenosa-La Horqueta (conectada entre Barra 2 y Barra 3).
9. Capacitancia de línea 1 La Arenosa-La Horqueta (conectada a Barra 3).
10. Capacitancia de línea 2 La Arenosa-La Horqueta (conectada a Barra 3).
11. Impedancia de cortocircuito de transformador de tres devanados entre Barra de 400 kV y de 765 kV de La Horqueta (impedancia de cortocircuito entre primario y secundario) (conectada entre Barra 3 y Barra 4).
12. Impedancia de secuencia cero de transformador de tres devanados entre Barra de 400 kV y de 765 kV de La Horqueta (entre primario y terciario) (conectada a Barra 4) (solo al armar la matriz de secuencia cero).

13. Impedancia de secuencia cero de transformador de tres devanados entre Barra de 400 kV y de 765 kV de La Horqueta (entre secundario y terciario) (conectada a Barra 3) (solo al armar la matriz de secuencia cero).
14. Carga en La Horqueta (conectada a Barra 4).
15. Capacitancia de línea La Horqueta-San Gerónimo (conectada a Barra 4).
16. Capacitancia de línea La Horqueta-DMZ (conectada a Barra 4).
17. Impedancia serie de línea La Horqueta-DMZ (conectada entre Barra 4 y Barra 5).
18. Impedancia serie de línea La Horqueta-San Gerónimo (conectada entre Barra 4 y Barra 6).
19. Capacitancia de línea La Horqueta-DMZ (conectada a Barra 5).
20. Carga en DMZ (conectada a Barra 5).
21. Capacitancia de línea DMZ-San Gerónimo (conectada a Barra 5).
22. Impedancia serie de línea DMZ-San Gerónimo (conectada entre Barra 5 y Barra 6).
23. Capacitancia de línea DMZ-San Gerónimo (conectada a Barra 6).
24. Capacitancia de línea La Horqueta-San Gerónimo (conectada a Barra 6).
25. Carga en San Gerónimo (conectada a Barra 6).
26. Reactor en línea 1 San Gerónimo-Malena (conectada a Barra 6).
27. Reactor en línea 2 San Gerónimo-Malena (conectada a Barra 6).
28. Reactor en línea 3 San Gerónimo-Malena (conectada a Barra 6).
29. Capacitancia de línea 1 San Gerónimo-Malena (conectada a Barra 6).
30. Capacitancia de línea 2 San Gerónimo-Malena (conectada a Barra 6).
31. Capacitancia de línea 3 San Gerónimo-Malena (conectada a Barra 6).
32. Impedancia serie de línea 1 San Gerónimo-Malena (conectada entre Barra 6 y Barra 7).
33. Impedancia serie de línea 2 San Gerónimo-Malena (conectada entre Barra 6 y Barra 7).
34. Impedancia serie de línea 3 San Gerónimo-Malena (conectada entre Barra 6 y Barra 7).

35. Capacitancia de línea 1 San Gerónimo-Malena (conectada a Barra 7).
36. Capacitancia de línea 2 San Gerónimo-Malena (conectada a Barra 7).
37. Capacitancia de línea 3 San Gerónimo-Malena (conectada a Barra 7).
38. Reactor en línea 1 Malena-Guri (conectada a Barra 7).
39. Reactor en línea 2 Malena-Guri (conectada a Barra 7).
40. Reactor en línea 3 Malena-Guri (conectada a Barra 7).
41. Capacitancia de línea 1 Malena-Guri (punto de falla) (conectada a Barra 7).
42. Capacitancia de línea 2 Malena-Guri (conectada a Barra 7).
43. Capacitancia de línea 3 Malena-Guri (conectada a Barra 7).
44. Impedancia serie de línea 1 Malena-Guri (punto de falla) (conectada entre Barra 7 y Barra 8).
45. Impedancia serie de línea 2 Malena-Guri (conectada entre Barra 7 y Barra 9).
46. Impedancia serie de línea 3 Malena-Guri (conectada entre Barra 7 y Barra 9).
47. Capacitancia de línea 1 Malena-Guri (punto de falla) (conectada a Barra 8).
48. Capacitancia de línea 1 Malena (punto de falla)-Guri (conectada a Barra 8).
49. Impedancia serie de línea 1 Malena (punto de falla)-Guri (conectada entre Barra 8 y Barra 9).
50. Capacitancia de línea 1 Malena (punto de falla)-Guri (conectada a Barra 9).
51. Capacitancia de línea 2 Malena-Guri (conectada a Barra 9).
52. Capacitancia de línea 3 Malena-Guri (conectada a Barra 9).
53. Carga en Guri (conectada a Barra 9).
54. Impedancia subtransitoria de eje directo de generador y de cortocircuito de transformador de Guri (conectada a Barra 9) (En secuencia cero solo impedancia de cortocircuito del transformador).

ANEXO N° 4

Cálculo de lugar geométrico de impedancia según [11].

En la referencia [11] se presenta un procedimiento de cálculo del lugar geométrico de impedancia que puede aplicarse a una red con dos generadores conectados, si el sistema a estudiar tiene más de dos generadores, estos se deben reemplazar con sus equivalentes hasta obtener solo dos generadores equivalentes conectados a la red. El procedimiento a seguir en el cálculo del lugar geométrico de impedancia se indica a continuación:

- (a) Obtener matriz de impedancia de barra de secuencia positiva, negativa y cero, el punto donde ocurre la falla debe considerarse una barra.
- (b) Calcular la impedancia de Thevenin de secuencia negativa y cero en el punto de falla.
- (c) Armar las redes de secuencia según el tipo de falla y agregarlas a la matriz de impedancia de barra de secuencia positiva, incluyendo la impedancia de falla, con lo que se obtendrá la matriz de impedancia de barra de secuencia positiva modificada.
- (d) Calcular la tensión interna de cada generador equivalente y transformar en fuente de corriente utilizando el teorema de Millman.
- (e) Calcular la tensión en cada nodo de la red de secuencia positiva aplicando $[V] = [Z'] [I]$, donde $[Z']$ es la matriz de impedancia de barra de secuencia positiva modificada.
- (f) Luego con la tensión en el punto de falla calcular la corriente saliendo de cada red de secuencia y con esta obtener la tensión de nodo de cada secuencia en el punto donde se instala el relé utilizando la matriz de impedancia de barra de la secuencia correspondiente.

(g) Con la tensión anterior y con la tensión de otro nodo obtener la corriente de secuencia en el punto donde esta instalado el relé.

La aplicación del procedimiento de cálculo anterior al diagrama mostrado en el anexo n° 2, donde las matrices de impedancia de barra de cada secuencia se calcularon según las instrucciones dadas en el anexo n° 3, se puede observar en el siguiente desarrollo, en el cual el sentido positivo es de \bar{E}_1 a \bar{E}_9 .

- Cálculos sobre red de secuencia positiva.

Es importante recordar que el método indicado en [11] necesita el equivalente de secuencia positiva de los generadores, sin embargo, dado que no se disponen de estos datos, se supondrá la reactancia transitoria de eje directo de los generadores igual a la reactancia de secuencia positiva de los mismos según lo indicado en la bibliografía consultada. Además, se supondrá que la impedancia de secuencia positiva del generador es igual a la reactancia de secuencia positiva del mismo, lo cual no es estrictamente cierto en los generadores reales, ni condición necesaria en las ecuaciones que se deducen a continuación, pero la falta de datos lo justifica. Es de aclarar que los resultados obtenidos en esta parte se utilizan en todos los tipos de falla a estudiar. Por tanto, al aplicar el teorema de Millman a las fuentes de la red de secuencia positiva que modelan la tensión interna inducida en cada generador se tiene:

$$\bar{I}_1^{(1)} = \frac{\bar{E}_1^{(1)}}{Xd'_1 + Xcc_1} \quad (A4.1)$$

$$\bar{I}_9^{(1)} = \frac{\bar{E}_9^{(1)}}{Xd'_9 + Xcc_9} \quad (A4.2)$$

De la topología de la red:

$$[\bar{I}^{(1)}] = \begin{bmatrix} \bar{I}_1^{(1)} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ \bar{I}_9^{(1)} \end{bmatrix} \quad (A4.3)$$

Por lo que al multiplicar por la matriz $[Z']$:

$$\bar{V}_k^{(1)} = Z'_{1k} \bar{I}_1^{(1)} + Z'_{9k} \bar{I}_9^{(1)} \quad (A4.4)$$

Donde k es un nodo arbitrario de la red. En el punto donde se ubica el relé (nodo 7 en este caso):

$$\bar{V}_7^{(1)} = \bar{V}_R^{(1)} = Z'_{17} \bar{I}_1^{(1)} + Z'_{97} \bar{I}_9^{(1)} \quad (A4.5)$$

$$\bar{V}_R^{(1)} = a_1 \bar{E}_1^{(1)} + a_2 \bar{E}_9^{(1)} \quad (A4.6)$$

Donde:

$$a_1 = \frac{Z'_{17}}{Xd'_1 + Xcc_1} \quad (A4.7)$$

$$a_2 = \frac{Z'_{97}}{Xd'_9 + Xcc_9} \quad (A4.8)$$

$$\bar{I}_R^{(1)} = \frac{\bar{V}_7^{(1)}}{X_{CL78}^{(1)}} + \frac{\bar{V}_7^{(1)} - \bar{V}_8^{(1)}}{Z_{L78}^{(1)}} \quad (A4.9)$$

Siendo $X_{CL78}^{(1)}$ la reactancia capacitiva de secuencia positiva de la línea y $Z_{L78}^{(1)}$ es la impedancia serie de la línea. De (A4.4):

$$\bar{I}_R^{(1)} = \frac{Z'_{17}\bar{I}_1^{(1)} + Z'_{97}\bar{I}_9^{(1)}}{X_{CL78}^{(1)}} + \frac{Z'_{17}\bar{I}_1^{(1)} + Z'_{97}\bar{I}_9^{(1)} - (Z'_{18}\bar{I}_1^{(1)} + Z'_{98}\bar{I}_9^{(1)})}{Z_{L78}^{(1)}} \quad (A4.10)$$

La ecuación (A4.10) puede describirse como:

$$\bar{I}_R^{(1)} = a_3\bar{E}_1^{(1)} + a_4\bar{E}_9^{(1)} \quad (A4.11)$$

Donde:

$$a_3 = \left(\frac{Z'_{17}}{X_{CL78}^{(1)}} + \frac{Z'_{17} - Z'_{18}}{Z_{L78}^{(1)}} \right) \cdot \frac{1}{Xd'_1 + Xcc_1} \quad (A4.12)$$

$$a_4 = \left(\frac{Z'_{97}}{X_{CL78}^{(1)}} + \frac{Z'_{97} - Z'_{98}}{Z_{L78}^{(1)}} \right) \cdot \frac{1}{Xd'_9 + Xcc_9} \quad (A4.13)$$

- Falla monofásica.

Según la teoría en este tipo de falla se cumple:

$$\bar{I}_k^{(2)} = \bar{I}_k^{(0)} = \frac{\bar{V}_k^{(1)}}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{kk}^{(0)} + 3Z_{FALLA}} \quad (A4.14)$$

De (A4.4):

$$\bar{I}_k^{(2)} = \bar{I}_k^{(0)} = \frac{Z'_{1k}\bar{I}_1^{(1)} + Z'_{9k}\bar{I}_9^{(1)}}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{kk}^{(0)} + 3Z_{FALLA}} \quad (A4.15)$$

Donde k es el nodo en que ocurre la falla. Dado que la única corriente saliendo de la red secuencia negativa (o cero) es dada por (A4.15) entonces:

$$\bar{V}_7^{(2)} = \bar{V}_R^{(2)} = -Z_{7k}^{(2)} \bar{I}_k^{(2)} \quad (A4.16)$$

Al sustituir (A4.15) en (A4.16)

$$\bar{V}_R^{(2)} = \frac{-(Z'_{1k} \bar{I}_1^{(1)} + Z'_{9k} \bar{I}_9^{(1)}) Z_{7k}^{(2)}}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{kk}^{(0)} + 3Z_{FALLA}} \quad (A4.17)$$

La corriente en el relé es

$$\bar{I}_R^{(2)} = \frac{\bar{V}_R^{(2)}}{X_{CL78}^{(2)}} + \frac{\bar{V}_R^{(2)} - \bar{V}_8^{(2)}}{Z_{L78}^{(2)}} \quad (A4.18)$$

$$\bar{V}_8^{(2)} = -Z_{8k}^{(2)} \bar{I}_k^{(2)} \quad (A4.19)$$

Al sustituir (A4.15), (A4.19) y (A4.17) en (A4.18)

$$\bar{I}_R^{(2)} = \frac{-(Z'_{1k} \bar{I}_1^{(1)} + Z'_{9k} \bar{I}_9^{(1)})}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{kk}^{(0)} + 3Z_{FALLA}} \left(\frac{Z_{7k}^{(2)}}{X_{CL78}^{(2)}} + \frac{Z_{7k}^{(2)} - Z_{8k}^{(2)}}{Z_{L78}^{(2)}} \right) \quad (A4.20)$$

Las ecuaciones (A4.17) y (A4.20) se pueden escribir de la forma

$$\bar{V}_R^{(2)} = a_5 \bar{E}_1^{(1)} + a_6 \bar{E}_9^{(1)} \quad (A4.21)$$

$$\bar{I}_R^{(2)} = a_7 \bar{E}_1^{(1)} + a_8 \bar{E}_9^{(1)} \quad (A4.22)$$

Donde:

$$a_5 = \frac{-Z'_{1k} Z_{7k}^{(2)}}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{kk}^{(0)} + 3Z_{FALLA}} \cdot \frac{1}{Xd'_1 + X_{CC1}} \quad (A4.23)$$

$$a_6 = \frac{-Z'_{9k}Z_{7k}^{(2)}}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{kk}^{(0)} + 3Z_{FALLA}} \cdot \frac{1}{Xd'_9 + Xcc_9} \quad (A4.24)$$

$$a_7 = \frac{-Z'_{1k}}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{kk}^{(0)} + 3Z_{FALLA}} \left(\frac{Z_{7k}^{(2)}}{X_{CL78}^{(2)}} + \frac{Z_{7k}^{(2)} - Z_{8k}^{(2)}}{Z_{L78}^{(2)}} \right) \cdot \frac{1}{Xd'_1 + Xcc_1} \quad (A4.25)$$

$$a_8 = \frac{-Z'_{9k}}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{kk}^{(0)} + 3Z_{FALLA}} \left(\frac{Z_{7k}^{(2)}}{X_{CL78}^{(2)}} + \frac{Z_{7k}^{(2)} - Z_{8k}^{(2)}}{Z_{L78}^{(2)}} \right) \cdot \frac{1}{Xd'_9 + Xcc_9} \quad (A4.26)$$

De forma análoga, para la red de secuencia cero:

$$\bar{V}_R^{(0)} = a_9 \bar{E}_1^{(1)} + a_{10} \bar{E}_9^{(1)} \quad (A4.27)$$

$$\bar{I}_R^{(0)} = a_{11} \bar{E}_1^{(1)} + a_{12} \bar{E}_9^{(1)} \quad (A4.28)$$

Donde:

$$a_9 = \frac{-Z'_{1k}Z_{7k}^{(0)}}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{kk}^{(0)} + 3Z_{FALLA}} \cdot \frac{1}{Xd'_1 + Xcc_1} \quad (A4.29)$$

$$a_{10} = \frac{-Z'_{9k}Z_{7k}^{(0)}}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{kk}^{(0)} + 3Z_{FALLA}} \cdot \frac{1}{Xd'_9 + Xcc_9} \quad (A4.30)$$

$$a_{11} = \frac{-Z'_{1k}}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{kk}^{(0)} + 3Z_{FALLA}} \left(\frac{Z_{7k}^{(0)}}{X_{CL78}^{(0)}} + \frac{Z_{7k}^{(0)} - Z_{8k}^{(0)}}{Z_{L78}^{(0)}} \right) \cdot \frac{1}{Xd'_1 + Xcc_1} \quad (A4.31)$$

$$a_{12} = \frac{-Z'_{9k}}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{kk}^{(0)} + 3Z_{FALLA}} \left(\frac{Z_{7k}^{(0)}}{X_{CL78}^{(0)}} + \frac{Z_{7k}^{(0)} - Z_{8k}^{(0)}}{Z_{L78}^{(0)}} \right) \cdot \frac{1}{Xd'_9 + Xcc_9} \quad (A4.32)$$

- Falla bifásica.

Según la teoría para este tipo de falla se cumple:

$$-\bar{I}_k^{(2)} = \frac{\bar{V}_k^{(1)}}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{FALLA}} \quad (A4.33)$$

De (A4.4):

$$-\bar{I}_k^{(2)} = \frac{Z'_{1k}\bar{I}_1^{(1)} + Z'_{9k}\bar{I}_9^{(1)}}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{FALLA}} \quad (A4.34)$$

Dado que la única corriente saliendo de la red secuencia negativa (o cero) es dada por (A4.34) entonces:

$$\bar{V}_7^{(2)} = \bar{V}_R^{(2)} = -Z_{7k}^{(2)}\bar{I}_k^{(2)} \quad (A4.35)$$

Al sustituir (A4.34) en (A4.35):

$$\bar{V}_R^{(2)} = \frac{(Z'_{1k}\bar{I}_1^{(1)} + Z'_{9k}\bar{I}_9^{(1)})Z_{7k}^{(2)}}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{FALLA}} \quad (A4.36)$$

La corriente en el relé es:

$$\bar{I}_R^{(2)} = \frac{\bar{V}_R^{(2)}}{X_{CL78}^{(2)}} + \frac{\bar{V}_R^{(2)} - \bar{V}_8^{(2)}}{Z_{L78}^{(2)}} \quad (A4.37)$$

$$\bar{V}_8^{(2)} = -Z_{8k}^{(2)}\bar{I}_k^{(2)} \quad (A4.38)$$

Al sustituir (A4.34), (A4.38) y (A4.36) en (A4.37):

$$\bar{I}_R^{(2)} = \frac{Z'_{1k}\bar{I}_1^{(1)} + Z'_{9k}\bar{I}_9^{(1)}}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{FALLA}} \left(\frac{Z_{7k}^{(2)}}{X_{CL78}^{(2)}} + \frac{Z_{7k}^{(2)} - Z_{8k}^{(2)}}{Z_{L78}^{(2)}} \right) \quad (A4.39)$$

Las ecuaciones (A4.36) y (A4.39) se pueden escribir de la forma:

$$\bar{V}_R^{(2)} = a_{13}\bar{E}_1^{(1)} + a_{14}\bar{E}_9^{(1)} \quad (A4.40)$$

$$\bar{I}_R^{(2)} = a_{15}\bar{E}_1^{(1)} + a_{16}\bar{E}_9^{(1)} \quad (A4.41)$$

Donde:

$$a_{13} = \frac{Z'_{1k}Z_{7k}^{(2)}}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{FALLA}} \cdot \frac{1}{Xd'_1 + Xcc_1} \quad (A4.42)$$

$$a_{14} = \frac{Z'_{9k}Z_{7k}^{(2)}}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{FALLA}} \cdot \frac{1}{Xd'_9 + Xcc_9} \quad (A4.43)$$

$$a_{15} = \frac{Z'_{1k}}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{FALLA}} \left(\frac{Z_{7k}^{(2)}}{X_{CL78}^{(2)}} + \frac{Z_{7k}^{(2)} - Z_{8k}^{(2)}}{Z_{L78}^{(2)}} \right) \cdot \frac{1}{Xd'_1 + Xcc_1} \quad (A4.44)$$

$$a_{16} = \frac{Z'_{9k}}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{FALLA}} \left(\frac{Z_{7k}^{(2)}}{X_{CL78}^{(2)}} + \frac{Z_{7k}^{(2)} - Z_{8k}^{(2)}}{Z_{L78}^{(2)}} \right) \cdot \frac{1}{Xd'_9 + Xcc_9} \quad (A4.45)$$

- Falla bifásica a tierra.

Según la teoría en este tipo de falla se cumple:

$$-\bar{I}_k^{(2)} = \frac{\bar{V}_k^{(1)}}{Z_{kk}^{(2)}} \quad (A4.46)$$

De (A4.4):

$$-\bar{I}_k^{(2)} = \frac{Z'_{1k}\bar{I}_1^{(1)} + Z'_{9k}\bar{I}_9^{(1)}}{Z_{kk}^{(2)}} \quad (A4.47)$$

Dado que la única corriente saliendo de la red secuencia negativa (o cero) es dada por (A4.47) entonces:

$$\bar{V}_7^{(2)} = \bar{V}_R^{(2)} = -Z_{7k}^{(2)} \bar{I}_k^{(2)} \quad (A4.48)$$

Al sustituir (A4.47) en (A4.48):

$$\bar{V}_R^{(2)} = \frac{(Z'_{1k} \bar{I}_1^{(1)} + Z'_{9k} \bar{I}_9^{(1)}) Z_{7k}^{(2)}}{Z_{kk}^{(2)}} \quad (A4.49)$$

La corriente en el relé es:

$$\bar{I}_R^{(2)} = \frac{\bar{V}_R^{(2)}}{X_{CL78}^{(2)}} + \frac{\bar{V}_R^{(2)} - \bar{V}_8^{(2)}}{Z_{L78}^{(2)}} \quad (A4.50)$$

$$\bar{V}_8^{(2)} = -Z_{8k}^{(2)} \bar{I}_k^{(2)} \quad (A4.51)$$

Al sustituir (A4.51), (A4.49), y (A4.47) en (A4.50):

$$\bar{I}_R^{(2)} = \frac{Z'_{1k} \bar{I}_1^{(1)} + Z'_{9k} \bar{I}_9^{(1)}}{Z_{kk}^{(2)}} \left(\frac{Z_{7k}^{(2)}}{X_{CL78}^{(2)}} + \frac{Z_{7k}^{(2)} - Z_{8k}^{(2)}}{Z_{L78}^{(2)}} \right) \quad (A4.52)$$

Las ecuaciones (A4.49) y (A4.52) se pueden escribir de la forma:

$$\bar{V}_R^{(2)} = a_{17} \bar{E}_1^{(1)} + a_{18} \bar{E}_9^{(1)} \quad (A4.53)$$

$$\bar{I}_R^{(2)} = a_{19} \bar{E}_1^{(1)} + a_{20} \bar{E}_9^{(1)} \quad (A4.54)$$

Donde:

$$a_{17} = \frac{Z'_{1k} Z_{7k}^{(2)}}{Z_{kk}^{(2)}} \cdot \frac{1}{Xd'_1 + Xcc_1} \quad (A4.55)$$

$$a_{18} = \frac{Z'_{9k} Z_{7k}^{(2)}}{Z_{kk}^{(2)}} \cdot \frac{1}{Xd'_9 + Xcc_9} \quad (A4.56)$$

$$a_{19} = \frac{Z'_{1k}}{Z_{kk}^{(2)}} \left(\frac{Z_{7k}^{(2)}}{X_{CL78}^{(2)}} + \frac{Z_{7k}^{(2)} - Z_{8k}^{(2)}}{Z_{L78}^{(2)}} \right) \cdot \frac{1}{Xd'_1 + Xcc_1} \quad (A4.57)$$

$$a_{20} = \frac{Z'_{9k}}{Z_{kk}^{(2)}} \left(\frac{Z_{7k}^{(2)}}{X_{CL78}^{(2)}} + \frac{Z_{7k}^{(2)} - Z_{8k}^{(2)}}{Z_{L78}^{(2)}} \right) \cdot \frac{1}{Xd'_9 + Xcc_9} \quad (A4.58)$$

Para la secuencia cero:

$$-\bar{I}_k^{(0)} = \frac{\bar{V}_k^{(1)}}{Z_{kk}^{(0)} + 3Z_{FALLA}} \quad (A4.59)$$

De (A4.4):

$$-\bar{I}_k^{(0)} = \frac{Z'_{1k} \bar{I}_1^{(1)} + Z'_{9k} \bar{I}_9^{(1)}}{Z_{kk}^{(0)} + 3Z_{FALLA}} \quad (A4.60)$$

Dado que la única corriente saliendo de la red secuencia negativa (o cero) es dada por (A4.59) entonces:

$$\bar{V}_7^{(0)} = \bar{V}_R^{(0)} = -Z_{7k}^{(0)} \bar{I}_k^{(0)} \quad (A4.61)$$

Al sustituir (A4.60) en (A4.61):

$$\bar{V}_R^{(0)} = \frac{(Z'_{1k} \bar{I}_1^{(1)} + Z'_{9k} \bar{I}_9^{(1)}) Z_{7k}^{(0)}}{Z_{kk}^{(0)} + 3Z_{FALLA}} \quad (A4.62)$$

La corriente en el relé es:

$$\bar{I}_R^{(0)} = \frac{\bar{V}_R^{(0)}}{X_{CL78}^{(0)}} + \frac{\bar{V}_R^{(0)} - \bar{V}_8^{(0)}}{Z_{L78}^{(0)}} \quad (A4.63)$$

$$\bar{V}_8^{(0)} = -Z_{8k}^{(0)} \bar{I}_k^{(0)} \quad (A4.64)$$

Al sustituir (A4.64), (A4.62) y (A4.60) en (A4.63):

$$\bar{I}_R^{(2)} = \frac{Z'_{1k} \bar{I}_1^{(1)} + Z'_{9k} \bar{I}_9^{(1)}}{Z_{kk}^{(0)} + 3Z_{FALLA}} \left(\frac{Z_{7k}^{(0)}}{X_{CL78}^{(0)}} + \frac{Z_{7k}^{(0)} - Z_{8k}^{(0)}}{Z_{L78}^{(0)}} \right) \quad (A4.65)$$

Las ecuaciones (A4.62) y (A4.65) se pueden escribir de la forma:

$$\bar{V}_R^{(2)} = a_{21} \bar{E}_1^{(1)} + a_{22} \bar{E}_9^{(1)} \quad (A4.66)$$

$$\bar{I}_R^{(2)} = a_{23} \bar{E}_1^{(1)} + a_{24} \bar{E}_9^{(1)} \quad (A4.67)$$

Donde:

$$a_{21} = \frac{Z'_{1k} Z_{7k}^{(0)}}{Z_{kk}^{(0)} + 3Z_{FALLA}} \cdot \frac{1}{Xd'_1 + Xcc_1} \quad (A4.68)$$

$$a_{22} = \frac{Z'_{9k} Z_{7k}^{(0)}}{Z_{kk}^{(0)} + 3Z_{FALLA}} \cdot \frac{1}{Xd'_9 + Xcc_9} \quad (A4.69)$$

$$a_{23} = \frac{Z'_{1k}}{Z_{kk}^{(0)} + 3Z_{FALLA}} \left(\frac{Z_{7k}^{(0)}}{X_{CL78}^{(0)}} + \frac{Z_{7k}^{(0)} - Z_{8k}^{(0)}}{Z_{L78}^{(0)}} \right) \cdot \frac{1}{Xd'_1 + Xcc_1} \quad (A4.70)$$

$$a_{24} = \frac{Z'_{9k}}{Z_{kk}^{(0)} + 3Z_{FALLA}} \left(\frac{Z_{7k}^{(0)}}{X_{CL78}^{(0)}} + \frac{Z_{7k}^{(0)} - Z_{8k}^{(0)}}{Z_{L78}^{(0)}} \right) \cdot \frac{1}{Xd'_9 + Xcc_9} \quad (A4.71)$$

- Falla trifásica.

Las ecuaciones a utilizar son las ecuaciones de secuencia positiva (A4.6) y (A4.11). Recuérdese que la impedancia de falla debe ser incluida en la matriz de secuencia positiva.

- Impedancia aparente.

De las ecuaciones (4.3) y (4.4):

$$Z_{Ra} = \frac{\bar{V}_{Ra}}{\bar{I}_{Ra} + m\bar{I}_R^{(0)}}$$

$$Z_{Rb} = \frac{\bar{V}_{Rb}}{\bar{I}_{Rb} + m\bar{I}_R^{(0)}}$$

$$Z_{Rc} = \frac{\bar{V}_{Rc}}{\bar{I}_{Rc} + m\bar{I}_R^{(0)}}$$

$$Z_{Rab} = \frac{\bar{V}_{Ra} - \bar{V}_{Rb}}{\bar{I}_{Ra} - \bar{I}_{Rb}}$$

$$Z_{Rbc} = \frac{\bar{V}_{Rb} - \bar{V}_{Rc}}{\bar{I}_{Rb} - \bar{I}_{Rc}}$$

$$Z_{Rca} = \frac{\bar{V}_{Ra} - \bar{V}_{Rc}}{\bar{I}_{Ra} - \bar{I}_{Rc}}$$

Al sustituir las componentes de fase por las componentes simétricas:

$$Z_{Ra} = \frac{\bar{V}_R^{(0)} + \bar{V}_R^{(1)} + \bar{V}_R^{(2)}}{(1 + m)\bar{I}_R^{(0)} + \bar{I}_R^{(1)} + \bar{I}_R^{(2)}}$$

$$\begin{aligned}
Z_{Rb} &= \frac{\bar{V}_R^{(0)} + \alpha^2 \bar{V}_R^{(1)} + \alpha \bar{V}_R^{(2)}}{(1+m)\bar{I}_R^{(0)} + \alpha^2 \bar{I}_R^{(1)} + \alpha \bar{I}_R^{(2)}} \\
Z_{Rc} &= \frac{\bar{V}_R^{(0)} + \alpha \bar{V}_R^{(1)} + \alpha^2 \bar{V}_R^{(2)}}{(1+m)\bar{I}_R^{(0)} + \alpha \bar{I}_R^{(1)} + \alpha^2 \bar{I}_R^{(2)}} \\
Z_{Rab} &= \frac{(1-\alpha^2)\bar{V}_R^{(1)} + (1-\alpha)\bar{V}_R^{(2)}}{(1-\alpha^2)\bar{I}_R^{(1)} + (1-\alpha)\bar{I}_R^{(2)}} \\
Z_{Rbc} &= \frac{\bar{V}_R^{(1)} - \bar{V}_R^{(2)}}{\bar{I}_R^{(1)} - \bar{I}_R^{(2)}} \\
Z_{Rca} &= \frac{(1-\alpha)\bar{V}_R^{(1)} + (1-\alpha^2)\bar{V}_R^{(2)}}{(1-\alpha)\bar{I}_R^{(1)} + (1-\alpha^2)\bar{I}_R^{(2)}}
\end{aligned}$$

Donde: $\alpha = 1 \angle 120^\circ$

- Falla monofásica: Al sustituir las ecuaciones (A4.4), (A4.11), (A4.21), (A4.22), (A4.27) y (A4.28) en las ecuaciones de impedancia aparente se obtiene:

$$\begin{aligned}
Z_{Ra} &= \frac{(a_1 + a_5 + a_9)\bar{E}_1^{(1)} + (a_2 + a_6 + a_{10})\bar{E}_9^{(1)}}{(a_3 + a_7 + a_{11}(1+m))\bar{E}_1^{(1)} + (a_4 + a_8 + a_{12}(1+m))\bar{E}_9^{(1)}} \\
Z_{Rb} &= \frac{(\alpha^2 a_1 + \alpha a_5 + a_9)\bar{E}_1^{(1)} + (\alpha^2 a_2 + \alpha a_6 + a_{10})\bar{E}_9^{(1)}}{(\alpha^2 a_3 + \alpha a_7 + a_{11}(1+m))\bar{E}_1^{(1)} + (\alpha^2 a_4 + \alpha a_8 + a_{12}(1+m))\bar{E}_9^{(1)}} \\
Z_{Rc} &= \frac{(\alpha a_1 + \alpha^2 a_5 + a_9)\bar{E}_1^{(1)} + (\alpha a_2 + \alpha^2 a_6 + a_{10})\bar{E}_9^{(1)}}{(\alpha a_3 + \alpha^2 a_7 + a_{11}(1+m))\bar{E}_1^{(1)} + (\alpha a_4 + \alpha^2 a_8 + a_{12}(1+m))\bar{E}_9^{(1)}} \\
Z_{Rab} &= \frac{((1-\alpha^2)a_1 + (1-\alpha)a_5)\bar{E}_1^{(1)} + ((1-\alpha^2)a_2 + (1-\alpha)a_6)\bar{E}_9^{(1)}}{((1-\alpha^2)a_3 + (1-\alpha)a_7)\bar{E}_1^{(1)} + ((1-\alpha^2)a_4 + (1-\alpha)a_8)\bar{E}_9^{(1)}} \\
Z_{Rbc} &= \frac{(a_1 - a_5)\bar{E}_1^{(1)} + (a_2 - a_6)\bar{E}_9^{(1)}}{(a_3 - a_7)\bar{E}_1^{(1)} + (a_4 - a_8)\bar{E}_9^{(1)}}
\end{aligned}$$

$$Z_{Rca} = \frac{((1 - \alpha)a_1 + (1 - \alpha^2)a_5)\bar{E}_1^{(1)} + ((1 - \alpha)a_2 + (1 - \alpha^2)a_6)\bar{E}_9^{(1)}}{((1 - \alpha)a_3 + (1 - \alpha^2)a_7)\bar{E}_1^{(1)} + ((1 - \alpha)a_4 + (1 - \alpha^2)a_8)\bar{E}_9^{(1)}}$$

- Falla bifásica: Al sustituir las ecuaciones (A4.4), (A4.22), (A4.40) y (A4.41) en las ecuaciones de impedancia aparente se obtiene:

$$Z_{Ra} = \frac{(a_1 + a_{13})\bar{E}_1^{(1)} + (a_2 + a_{14})\bar{E}_9^{(1)}}{(a_3 + a_{15})\bar{E}_1^{(1)} + (a_4 + a_{16})\bar{E}_9^{(1)}}$$

$$Z_{Rb} = \frac{(\alpha^2 a_1 + \alpha a_{13})\bar{E}_1^{(1)} + (\alpha^2 a_2 + \alpha a_{14})\bar{E}_9^{(1)}}{(\alpha^2 a_3 + \alpha a_{15})\bar{E}_1^{(1)} + (\alpha^2 a_4 + \alpha a_{16})\bar{E}_9^{(1)}}$$

$$Z_{Rc} = \frac{(\alpha a_1 + \alpha^2 a_{13})\bar{E}_1^{(1)} + (\alpha a_2 + \alpha^2 a_{14})\bar{E}_9^{(1)}}{(\alpha a_3 + \alpha^2 a_{15})\bar{E}_1^{(1)} + (\alpha a_4 + \alpha^2 a_{16})\bar{E}_9^{(1)}}$$

$$Z_{Rab} = \frac{((1 - \alpha^2)a_1 + (1 - \alpha)a_{13})\bar{E}_1^{(1)} + ((1 - \alpha^2)a_2 + (1 - \alpha)a_{14})\bar{E}_9^{(1)}}{((1 - \alpha^2)a_3 + (1 - \alpha)a_{15})\bar{E}_1^{(1)} + ((1 - \alpha^2)a_4 + (1 - \alpha)a_{16})\bar{E}_9^{(1)}}$$

$$Z_{Rbc} = \frac{(a_1 - a_{13})\bar{E}_1^{(1)} + (a_2 - a_{14})\bar{E}_9^{(1)}}{(a_3 - a_{15})\bar{E}_1^{(1)} + (a_4 - a_{16})\bar{E}_9^{(1)}}$$

$$Z_{Rca} = \frac{((1 - \alpha)a_1 + (1 - \alpha^2)a_{13})\bar{E}_1^{(1)} + ((1 - \alpha)a_2 + (1 - \alpha^2)a_{14})\bar{E}_9^{(1)}}{((1 - \alpha)a_3 + (1 - \alpha^2)a_{15})\bar{E}_1^{(1)} + ((1 - \alpha)a_5 + (1 - \alpha^2)a_{16})\bar{E}_9^{(1)}}$$

- Falla bifásica a tierra: Al sustituir las ecuaciones (A4.4), (A4.11), (A4.53), (A4.54), (A4.66) y (A4.67) en las ecuaciones de impedancia aparente se obtiene:

$$Z_{Ra} = \frac{(a_1 + a_{17} + a_{21})\bar{E}_1^{(1)} + (a_2 + a_{18} + a_{22})\bar{E}_9^{(1)}}{(a_3 + a_{19} + a_{23}(1 + m))\bar{E}_1^{(1)} + (a_4 + a_{20} + a_{24}(1 + m))\bar{E}_9^{(1)}}$$

$$Z_{Rb} = \frac{(\alpha^2 a_1 + \alpha a_{17} + a_{21})\bar{E}_1^{(1)} + (\alpha^2 a_2 + \alpha a_{18} + a_{22})\bar{E}_9^{(1)}}{(\alpha^2 a_3 + \alpha a_{19} + a_{23}(1 + m))\bar{E}_1^{(1)} + (\alpha^2 a_4 + \alpha a_{20} + a_{24}(1 + m))\bar{E}_9^{(1)}}$$

$$Z_{RC} = \frac{(\alpha a_1 + \alpha^2 a_{17} + a_{21})\bar{E}_1^{(1)} + (\alpha a_2 + \alpha^2 a_{18} + a_{22})\bar{E}_9^{(1)}}{(\alpha a_3 + \alpha^2 a_{19} + a_{23}(1+m))\bar{E}_1^{(1)} + (\alpha a_4 + \alpha^2 a_{20} + a_{24}(1+m))\bar{E}_9^{(1)}}$$

$$Z_{Rab} = \frac{((1-\alpha^2)a_1 + (1-\alpha)a_{17})\bar{E}_1^{(1)} + ((1-\alpha^2)a_2 + (1-\alpha)a_{18})\bar{E}_9^{(1)}}{((1-\alpha^2)a_3 + (1-\alpha)a_{19})\bar{E}_1^{(1)} + ((1-\alpha^2)a_4 + (1-\alpha)a_{20})\bar{E}_9^{(1)}}$$

$$Z_{Rbc} = \frac{(a_1 - a_{17})\bar{E}_1^{(1)} + (a_2 - a_{18})\bar{E}_9^{(1)}}{(a_3 - a_{19})\bar{E}_1^{(1)} + (a_4 - a_{20})\bar{E}_9^{(1)}}$$

$$Z_{Rca} = \frac{((1-\alpha)a_1 + (1-\alpha^2)a_{17})\bar{E}_1^{(1)} + ((1-\alpha)a_2 + (1-\alpha^2)a_{18})\bar{E}_9^{(1)}}{((1-\alpha)a_3 + (1-\alpha^2)a_{19})\bar{E}_1^{(1)} + ((1-\alpha)a_5 + (1-\alpha^2)a_{20})\bar{E}_9^{(1)}}$$

- Falla trifásica: Al sustituir las ecuaciones (A4.4) y (A4.11) en las ecuaciones de impedancia aparente se obtiene:

$$Z_{Ra} = Z_{Rb} = Z_{Rc} = Z_{Rab} = Z_{Rbc} = Z_{Rca} = \frac{a_1\bar{E}_1^{(1)} + a_2\bar{E}_9^{(1)}}{a_3\bar{E}_1^{(1)} + a_4\bar{E}_9^{(1)}}$$

- Elaboración de diagrama de impedancia.

Bajo los supuestos indicados en la referencia [11] las tensiones y corrientes del sistema durante oscilaciones de potencia son funciones de E_A , E_B , de las impedancias características y admitancias del sistema. Cualquier impedancia Z , que se define como la relación de una tensión V a una corriente I , con dirección positiva de la corriente de A a B , se puede escribir:

$$Z = \frac{V}{I} = \frac{H_A E_B + H_B E_A}{G_A E_A - G_B E_B} \quad (A4.72)$$

Donde H_A , H_B , G_A y G_B , después que los transitorios iniciales han desaparecido, son coeficientes constantes determinados a partir de las constantes

características del sistema en condiciones de funcionamiento especificadas. La ecuación (A4.72) puede ser expresada en términos de E_A/E_B .

$$Z = \frac{V}{I} = \frac{H_A}{G_A} - \frac{\frac{H_A}{G_A} + \frac{H_B}{G_B}}{1 - \frac{E_A}{E_B} \left(\frac{G_A}{G_B} \right)} \quad (A4.73)$$

La ecuación (A4.73) es general, como se ve, ella define una impedancia. Esta ecuación puede ser usada para definir la relación de dos tensiones o dos corrientes, o cualquier razón que pueda ser expresada en la forma general de la ecuación (A4.72) con coeficientes constantes. En la ecuación (A4.73), se hará $H_B/G_B = Z_x$; $H_A/G_A = Z_z$; $Z_x + Z_z = Z_y$ y $K = G_A/G_B$. Entonces reemplazando Z en la ecuación (A4.73) por Z_R , la impedancia vista por el relé en R es:

$$Z_R = Z_z - \frac{Z_y}{1 - \frac{E_A K}{E_B}} \quad (A4.74)$$

Donde Z_x , Z_z y Z_y son impedancias, y K en caso general es un número complejo. Si dirección positiva para la corriente es de B a A en vez de de A a B , los signos de estas ecuaciones para Z_R se invertirán.

El primer término de la ecuación (A4.74) es una impedancia constante, y el segundo término implica E_A/E_B y otras constantes. Cuando $|E_A/E_B|$ es constante, lo cual ocurre durante fallas y oscilaciones de potencia en las que se considera excitatrices lentas, se puede demostrar que una ecuación de impedancia en la forma de cualquiera de este segundo término es la ecuación de un círculo para, cualquier valor constante de la relación de las magnitudes de las dos tensiones cuando el ángulo de fase entre ellos varía desde de 0° a 360° y las ecuaciones para los centros y radios de los círculos son dadas. La adición de la constante del primer término desplaza los

centros de los círculos, pero no cambia sus radios. Si r es la longitud del radio y C es el centro del círculo referido al origen, entonces

$$r = \frac{|Z_y| \left| \frac{E_A K}{E_B} \right|}{\left| \left| \frac{E_A K}{E_B} \right|^2 - 1 \right|} \quad (A4.75)$$

$$C = Z_z - \frac{Z_y}{\left| \frac{E_A K}{E_B} \right|^2 - 1} \quad (A4.76)$$

ANEXO N° 5

Código en MATLAB® de cálculos de lugar geométrico de impedancia.

- Código de cálculo de coeficientes de ecuación (A4.72) (archivo “ImpedanciasLGI”).

```
%Impedancia de secuencia positiva
ImpedanciaP=zeros(54,1);
%1
ImpedanciaP(1)=1i*(0.283*(24^2/1034)+0.143*(24^2/1000))/((400*24/432)
)^2/100);
%2
ImpedanciaP(2)=(1/(1.0926e-008*63*pi*60*1i))/(400^2/100);
%3
ImpedanciaP(3)=(0.0010951*2*pi*60*1i+0.030844)*63/(400^2/100);
%4
ImpedanciaP(4)=ImpedanciaP(2);
%5
ImpedanciaP(5)=(1/(1.0926e-008*68*pi*60*1i))/(400^2/100);
%6
ImpedanciaP(6)=ImpedanciaP(5);
%7
ImpedanciaP(7)=(0.0010951*2*pi*60*1i+0.030844)*68/(400^2/100);
%8
ImpedanciaP(8)=ImpedanciaP(7);
%9
ImpedanciaP(9)=ImpedanciaP(5);
%10
ImpedanciaP(10)=ImpedanciaP(5);
%11
ImpedanciaP(11)=1i*(0.158)*100/1500;
%12 Solo secuencia cero

%13 Solo secuencia cero

%14
ImpedanciaP(14)=100*abs(900+700*1i)^-2*(900+700*1i);
%15
ImpedanciaP(15)=(1/(1.2912e-008*211*pi*60*1i))/(765^2/100);
%16
ImpedanciaP(16)=(1/(1.2806e-008*90*pi*60*1i))/(765^2/100);
%17
ImpedanciaP(17)=(0.00090611*2*pi*60*1i+0.013231)*90/(765^2/100);
%18
ImpedanciaP(18)=(0.00089806*2*pi*60*1i+0.013231)*211/(765^2/100);
```

```

%19
ImpedanciaP(19)=ImpedanciaP(16);
%20
ImpedanciaP(20)=100*abs(1300+900*i)^-2*(1300+900*i);
%21
ImpedanciaP(21)=(1/(1.2912e-008*182*pi*60*i))/(765^2/100);
%22
ImpedanciaP(22)=(0.00089806*2*pi*60*i+0.013136)*182/(765^2/100);
%23
ImpedanciaP(23)=ImpedanciaP(21);
%24
ImpedanciaP(24)=ImpedanciaP(15);
%25
ImpedanciaP(25)=100*abs(1500+1000*i)^-2*(1500+1000*i);
%26
ImpedanciaP(26)=(1/3)*i;
%27
ImpedanciaP(27)=ImpedanciaP(26);
%28
ImpedanciaP(28)=ImpedanciaP(26);
%29
ImpedanciaP(29)=(1/(1.2806e-008*225*pi*60*i))/(765^2/100);
%30
ImpedanciaP(30)=ImpedanciaP(29);
%31
ImpedanciaP(31)=ImpedanciaP(29);
%32
ImpedanciaP(32)=(0.00090611*2*pi*60*i+0.013231)*225/(765^2/100);
%33
ImpedanciaP(33)=ImpedanciaP(32);
%34
ImpedanciaP(34)=ImpedanciaP(32);
%35
ImpedanciaP(35)=ImpedanciaP(29);
%36
ImpedanciaP(36)=ImpedanciaP(29);
%37
ImpedanciaP(37)=ImpedanciaP(29);
%38
ImpedanciaP(38)=ImpedanciaP(26);
%39
ImpedanciaP(39)=ImpedanciaP(26);
%40
ImpedanciaP(40)=ImpedanciaP(26);
%41
ImpedanciaP(41)=(1/(1.2806e-008*122.32*pi*60*i))/(765^2/100);
%42
ImpedanciaP(42)=(1/(1.2806e-008*152.9*pi*60*i))/(765^2/100);
%43
ImpedanciaP(43)=ImpedanciaP(42);
%44
ImpedanciaP(44)=(0.00090611*2*pi*60*i+0.013231)*122.32/(765^2/100);
%45
ImpedanciaP(45)=(0.00090611*2*pi*60*i+0.013231)*152.9/(765^2/100);

```



```

%46
ImpedanciaP(46)=ImpedanciaP(45);
%47
ImpedanciaP(47)=ImpedanciaP(41);
%48
ImpedanciaP(48)=(1/(1.2806e-008*30.58*pi*60*1i))/(765^2/100);
%49
ImpedanciaP(49)=(0.00090611*2*pi*60*1i+0.013231)*30.58/(765^2/100);
%50
ImpedanciaP(50)=ImpedanciaP(48);
%51
ImpedanciaP(51)=ImpedanciaP(42);
%52
ImpedanciaP(52)=ImpedanciaP(42);
%53
ImpedanciaP(53)=100*abs(600+600*1i)^-2*(600+600*1i);
%54
ImpedanciaP(54)=(0.15*18^2/4842+0.28*18^2/4200)*1i/(18^2/100);

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%Impedancia de secuencia cero
ImpedanciaC=zeros(54,1);
%1
ImpedanciaC(1)=1i*0.143*(432^2/1000)/(400^2/100);
%2
ImpedanciaC(2)=(1/(8.6379e-009*63*pi*60*1i))/(400^2/100);
%3
ImpedanciaC(3)=(0.0028373*2*pi*60*1i+0.3707)*63/(400^2/100);
%4
ImpedanciaC(4)=ImpedanciaC(2);
%5
ImpedanciaC(5)=(1/(8.6379e-009*68*pi*60*1i))/(400^2/100);
%6
ImpedanciaC(6)=ImpedanciaC(5);
%7
ImpedanciaC(7)=(0.0028373*2*pi*60*1i+0.3707)*68/(400^2/100);
%8
ImpedanciaC(8)=ImpedanciaC(7);
%9
ImpedanciaC(9)=ImpedanciaC(5);
%10
ImpedanciaC(10)=ImpedanciaC(5);
%11
ImpedanciaC(11)=1i*(0.158)*100/1500;
%12 Solo secuencia cero
ImpedanciaC(12)=1i*(0.106)*100/1500;
%13 Solo secuencia cero
ImpedanciaC(13)=1i*(0.065)*100/1500;
%14
ImpedanciaC(14)=100*abs(900+700*1i)^-2*(900+700*1i);
%15
ImpedanciaC(15)=(1/(7.9916e-009*211*pi*60*1i))/(765^2/100);
%16

```

```

ImpedanciaC(16)=(1/(8.0439e-009*90*pi*60*1i))/(765^2/100);
%17
ImpedanciaC(17)=(0.0029776*2*pi*60*1i+0.39476)*90/(765^2/100);
%18
ImpedanciaC(18)=(0.0029907*2*pi*60*1i+0.39511)*211/(765^2/100);
%19
ImpedanciaC(19)=ImpedanciaC(16);
%20
ImpedanciaC(20)=100*abs(1300+900*1i)^-2*(1300+900*1i);
%21
ImpedanciaC(21)=(1/(7.9916e-009*182*pi*60*1i))/(765^2/100);
%22
ImpedanciaC(22)=(0.0029907*2*pi*60*1i+0.39511)*182/(765^2/100);
%23
ImpedanciaC(23)=ImpedanciaC(21);
%24
ImpedanciaC(24)=ImpedanciaC(15);
%25
ImpedanciaC(25)=100*abs(1500+1000*1i)^-2*(1500+1000*1i);
%26
ImpedanciaC(26)=(1/3)*1i;
%27
ImpedanciaC(27)=ImpedanciaC(26);
%28
ImpedanciaC(28)=ImpedanciaC(26);
%29
ImpedanciaC(29)=(8.0439e-009*225*pi*60*1i)^-1/(765^2/100);
%30
ImpedanciaC(30)=ImpedanciaC(29);
%31
ImpedanciaC(31)=ImpedanciaC(29);
%32
ImpedanciaC(32)=(0.0029776*2*pi*60*1i+0.39476)*225/(765^2/100);
%33
ImpedanciaC(33)=ImpedanciaC(32);
%34
ImpedanciaC(34)=ImpedanciaC(32);
%35
ImpedanciaC(35)=ImpedanciaC(29);
%36
ImpedanciaC(36)=ImpedanciaC(29);
%37
ImpedanciaC(37)=ImpedanciaC(29);
%38
ImpedanciaC(38)=ImpedanciaC(26);
%39
ImpedanciaC(39)=ImpedanciaC(26);
%40
ImpedanciaC(40)=ImpedanciaC(26);
%41
ImpedanciaC(41)=(1/(8.0439e-009*122.32*pi*60*1i))/(765^2/100);
%42
ImpedanciaC(42)=(1/(8.0439e-009*152.9*pi*60*1i))/(765^2/100);
%43

```

```

ImpedanciaC(43)=ImpedanciaC(42);
%44
ImpedanciaC(44)=(0.0029776*2*pi*60*1i+0.39476)*122.32/(765^2/100);
%45
ImpedanciaC(45)=(0.0029776*2*pi*60*1i+0.39476)*152.9/(765^2/100);
%46
ImpedanciaC(46)=ImpedanciaC(45);
%47
ImpedanciaC(47)=ImpedanciaC(41);
%48
ImpedanciaC(48)=(1/(8.0439e-009*30.58*pi*60*1i))/(765^2/100);
%49
ImpedanciaC(49)=(0.0029776*2*pi*60*1i+0.39476)*30.58/(765^2/100);
%50
ImpedanciaC(50)=ImpedanciaC(48);
%51
ImpedanciaC(51)=ImpedanciaC(42);
%52
ImpedanciaC(52)=ImpedanciaC(42);
%53
ImpedanciaC(53)=100*abs(600+600*1i)^-2*(600+600*1i);
%54
ImpedanciaC(54)=(0.15*18^2/4842)*1i/(18^2/100);
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%Parámetros LGI
k=8;
%k: nodo donde se encuentra la falla
Zp=Zpos(ImpedanciaP);
Zn=Zp;
Zc=Zcero(ImpedanciaC);
Zfalla=76*abs(Zp(k,k))/1000;
m=(ImpedanciaC(44)-ImpedanciaP(44))/ImpedanciaP(44);
alpha=exp(1i*120*pi/180);

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%Descripción de ubicación de valores
%
%          HA          HB          GA          GB
%ZRa
%ZRb
%ZRc
%ZRab
%ZRbc
%ZRac
% Donde: Ea=E1 y Eb=E9

%Falla monofásica

Zpmod=Zmodifer(Zp,Zn(k,k)+Zc(k,k)+3*Zfalla,k);
a1=Zpmod(1,7)/ImpedanciaP(1);
a2=Zpmod(9,7)/ImpedanciaP(54);
a3=(Zpmod(1,7)/ImpedanciaP(41)+(Zpmod(1,7)-
Zpmod(1,8))/ImpedanciaP(44))/ImpedanciaP(1);
a4=(Zpmod(9,7)/ImpedanciaP(41)+(Zpmod(9,7)-
Zpmod(9,8))/ImpedanciaP(44))/ImpedanciaP(54);

```

```

a5=-Zpmod(1,k)*Zn(7,k)/((Zn(k,k)+Zc(k,k)+3*Zfalla)*ImpedanciaP(1));
a6=-Zpmod(9,k)*Zn(7,k)/((Zn(k,k)+Zc(k,k)+3*Zfalla)*ImpedanciaP(54));
a7=-Zpmod(1,k)*(Zn(7,k)/ImpedanciaP(41)+(Zn(7,k)-
Zn(8,k))/ImpedanciaP(44))/((Zn(k,k)+Zc(k,k)+3*Zfalla)*ImpedanciaP(1)
);
a8=-Zpmod(9,k)*(Zn(7,k)/ImpedanciaP(41)+(Zn(7,k)-
Zn(8,k))/ImpedanciaP(44))/((Zn(k,k)+Zc(k,k)+3*Zfalla)*ImpedanciaP(54)
);
a9=-Zpmod(1,k)*Zc(7,k)/((Zn(k,k)+Zc(k,k)+3*Zfalla)*ImpedanciaP(1));
a10=-
Zpmod(9,k)*Zc(7,k)/((Zn(k,k)+Zc(k,k)+3*Zfalla)*ImpedanciaP(54));
a11=-Zpmod(1,k)*(Zc(7,k)/ImpedanciaC(41)+(Zc(7,k)-
Zc(8,k))/ImpedanciaC(44))/((Zn(k,k)+Zc(k,k)+3*Zfalla)*ImpedanciaP(1)
);
a12=-Zpmod(9,k)*(Zc(7,k)/ImpedanciaC(41)+(Zc(7,k)-
Zc(8,k))/ImpedanciaC(44))/((Zn(k,k)+Zc(k,k)+3*Zfalla)*ImpedanciaP(54)
);

```

```

Fm=zeros(6,4);
Fm(1,1)=a1+a5+a9;
Fm(1,2)=a2+a6+a10;
Fm(1,3)=a3+a7+a11*(1+m);
Fm(1,4)=-(a4+a8+a12*(1+m));
Fm(2,1)=alpha^2*a1+alpha*a5+a9;
Fm(2,2)=alpha^2*a2+alpha*a6+a10;
Fm(2,3)=alpha^2*a3+alpha*a7+a11*(1+m);
Fm(2,4)=-(alpha^2*a4+alpha*a8+a12*(1+m));
Fm(3,1)=alpha*a1+alpha^2*a5+a9;
Fm(3,2)=alpha*a2+alpha^2*a6+a10;
Fm(3,3)=alpha*a3+alpha^2*a7+a11*(1+m);
Fm(3,4)=-(alpha*a4+alpha^2*a8+a12*(1+m));
Fm(4,1)=(1-alpha^2)*a1+(1-alpha)*a5;
Fm(4,2)=(1-alpha^2)*a2+(1-alpha)*a6;
Fm(4,3)=(1-alpha^2)*a3+(1-alpha)*a7;
Fm(4,4)=-((1-alpha^2)*a4+(1-alpha)*a8);
Fm(5,1)=a1-a5;
Fm(5,2)=a2-a6;
Fm(5,3)=a3-a7;
Fm(5,4)=- (a4-a8);
Fm(6,1)=(1-alpha)*a1+(1-alpha^2)*a5;
Fm(6,2)=(1-alpha)*a2+(1-alpha^2)*a6;
Fm(6,3)=(1-alpha)*a3+(1-alpha^2)*a7;
Fm(6,4)=- ((1-alpha)*a4+(1-alpha^2)*a8);

```

```

Fm(1:6,1:2)=Fm(1:6,1:2)*(765^2/100)*(1/7650)*(12000/5);

```

```

%Falla bifásica

```

```

Zpmod=Zmodifer(Zp,Zn(k,k)+Zfalla,k);
a1=Zpmod(1,7)/ImpedanciaP(1);
a2=Zpmod(9,7)/ImpedanciaP(54);
a3=(Zpmod(1,7)/ImpedanciaP(41)+(Zpmod(1,7)-
Zpmod(1,8))/ImpedanciaP(44))/ImpedanciaP(1);

```

```

a4=(Zpmod(9,7)/ImpedanciaP(41)+(Zpmod(9,7)-
Zpmod(9,8))/ImpedanciaP(44))/ImpedanciaP(54);

a13=Zpmod(1,k)*Zn(7,k)/((Zn(k,k)+Zfalla)*ImpedanciaP(1));
a14=Zpmod(9,k)*Zn(7,k)/((Zn(k,k)+Zfalla)*ImpedanciaP(54));
a15=Zpmod(1,k)*(Zn(7,k)/ImpedanciaP(41)+(Zn(7,k)-
Zn(8,k))/ImpedanciaP(44))/((Zn(k,k)+Zfalla)*ImpedanciaP(1));
a16=Zpmod(9,k)*(Zn(7,k)/ImpedanciaP(41)+(Zn(7,k)-
Zn(8,k))/ImpedanciaP(44))/((Zn(k,k)+Zfalla)*ImpedanciaP(54));

Fb=zeros(6,4);
Fb(1,1)=a1+a13;
Fb(1,2)=a2+a14;
Fb(1,3)=a3+a15;
Fb(1,4)=- (a4+a16);
Fb(2,1)=alpha^2*a1+alpha*a13;
Fb(2,2)=alpha^2*a2+alpha*a14;
Fb(2,3)=alpha^2*a3+alpha*a15;
Fb(2,4)=- (alpha^2*a4+alpha*a16);
Fb(3,1)=alpha*a1+alpha^2*a13;
Fb(3,2)=alpha*a2+alpha^2*a14;
Fb(3,3)=alpha*a3+alpha^2*a15;
Fb(3,4)=- (alpha*a4+alpha^2*a16);
Fb(4,1)=(1-alpha^2)*a1+(1-alpha)*a13;
Fb(4,2)=(1-alpha^2)*a2+(1-alpha)*a14;
Fb(4,3)=(1-alpha^2)*a3+(1-alpha)*a15;
Fb(4,4)=- ((1-alpha^2)*a4+(1-alpha)*a16);
Fb(5,1)=a1-a13;
Fb(5,2)=a2-a14;
Fb(5,3)=a3-a15;
Fb(5,4)=- (a4-a16);
Fb(6,1)=(1-alpha)*a1+(1-alpha^2)*a13;
Fb(6,2)=(1-alpha)*a2+(1-alpha^2)*a14;
Fb(6,3)=(1-alpha)*a3+(1-alpha^2)*a15;
Fb(6,4)=- ((1-alpha)*a4+(1-alpha^2)*a16);

Fb(1:6,1:2)=Fb(1:6,1:2)*(765^2/100)*(1/7650)*(12000/5);

%Falla bifásica a tierra
Zpmod=Zmodifer(Zp,1/(1/Zn(k,k)+1/(Zc(k,k)+3*Zfalla)),k);
a1=Zpmod(1,7)/ImpedanciaP(1);
a2=Zpmod(9,7)/ImpedanciaP(54);
a3=(Zpmod(1,7)/ImpedanciaP(41)+(Zpmod(1,7)-
Zpmod(1,8))/ImpedanciaP(44))/ImpedanciaP(1);
a4=(Zpmod(9,7)/ImpedanciaP(41)+(Zpmod(9,7)-
Zpmod(9,8))/ImpedanciaP(44))/ImpedanciaP(54);

a17=Zpmod(1,k)*Zn(7,k)/(Zn(k,k)*ImpedanciaP(1));
a18=Zpmod(9,k)*Zn(7,k)/(Zn(k,k)*ImpedanciaP(54));
a19=Zpmod(1,k)*(Zn(7,k)/ImpedanciaP(41)+(Zn(7,k)-
Zn(8,k))/ImpedanciaP(44))/(Zn(k,k)*ImpedanciaP(1));
a20=Zpmod(9,k)*(Zn(7,k)/ImpedanciaP(41)+(Zn(7,k)-
Zn(8,k))/ImpedanciaP(44))/(Zn(k,k)*ImpedanciaP(54));

```

```

a21=Zpmod(1,k)*Zc(7,k)/((Zn(k,k)+3*Zfalla)*ImpedanciaP(1));
a22=Zpmod(9,k)*Zc(7,k)/((Zn(k,k)+3*Zfalla)*ImpedanciaP(54));
a23=Zpmod(1,k)*(Zc(7,k)/ImpedanciaC(41)+(Zc(7,k)-
Zc(8,k))/ImpedanciaC(44))/((Zc(k,k)+3*Zfalla)*ImpedanciaP(1));
a24=Zpmod(9,k)*(Zc(7,k)/ImpedanciaC(41)+(Zc(7,k)-
Zc(8,k))/ImpedanciaC(44))/((Zc(k,k)+3*Zfalla)*ImpedanciaP(54));

Fbt=zeros(6,4);
Fbt(1,1)=a1+a17+a21;
Fbt(1,2)=a2+a18+a22;
Fbt(1,3)=a3+a19+a23*(1+m);
Fbt(1,4)=-(a4+a20+a24*(1+m));
Fbt(2,1)=alpha^2*a1+alpha*a17+a21;
Fbt(2,2)=alpha^2*a2+alpha*a18+a22;
Fbt(2,3)=alpha^2*a3+alpha*a19+a23*(1+m);
Fbt(2,4)=- (alpha^2*a4+alpha*a20+a24*(1+m));
Fbt(3,1)=alpha*a1+alpha^2*a17+a21;
Fbt(3,2)=alpha*a2+alpha^2*a18+a22;
Fbt(3,3)=alpha*a3+alpha^2*a19+a23*(1+m);
Fbt(3,4)=-(alpha*a4+alpha^2*a20+a24*(1+m));
Fbt(4,1)=(1-alpha^2)*a1+(1-alpha)*a17;
Fbt(4,2)=(1-alpha^2)*a2+(1-alpha)*a18;
Fbt(4,3)=(1-alpha^2)*a3+(1-alpha)*a19;
Fbt(4,4)=- ((1-alpha^2)*a4+(1-alpha)*a20);
Fbt(5,1)=a1-a17;
Fbt(5,2)=a2-a18;
Fbt(5,3)=a3-a19;
Fbt(5,4)=-(a4-a20);
Fbt(6,1)=(1-alpha)*a1+(1-alpha^2)*a17;
Fbt(6,2)=(1-alpha)*a2+(1-alpha^2)*a18;
Fbt(6,3)=(1-alpha)*a3+(1-alpha^2)*a19;
Fbt(6,4)=- ((1-alpha)*a4+(1-alpha^2)*a20);

Fbt(1:6,1:2)=Fbt(1:6,1:2)*(765^2/100)*(1/7650)*(12000/5);
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%Falla trifásica
Zpmod=Zmodifer(Zp,Zfalla,k);
a1=Zpmod(1,7)/ImpedanciaP(1);
a2=Zpmod(9,7)/ImpedanciaP(54);
a3=(Zpmod(1,7)/ImpedanciaP(41)+(Zpmod(1,7)-
Zpmod(1,8))/ImpedanciaP(44))/ImpedanciaP(1);
a4=(Zpmod(9,7)/ImpedanciaP(41)+(Zpmod(9,7)-
Zpmod(9,8))/ImpedanciaP(44))/ImpedanciaP(54);

F3f=zeros(1,4);
F3f(1,1)=a1;
F3f(1,2)=a2;
F3f(1,3)=a3;
F3f(1,4)=-a4;

F3f(1,1:2)=F3f(1,1:2)*(765^2/100)*(1/7650)*(12000/5);

```

- Código de función Zpos (archivo “Zpos”)

```

function Zbus=Zpos(elements)
%1 y 2
Zbus(1,1)=1/(1/elements(1)+1/elements(2));
%3
Zbus=caso2(Zbus,elements(3),1);
%4, 5 y 6
Zbus=caso3(Zbus,1/(1/elements(4)+1/elements(5)+1/elements(6)),2);
%7 y 8
Zbus=caso2(Zbus,1/(1/elements(7)+1/elements(8)),2);
%9 y 10
Zbus=caso3(Zbus,1/(1/elements(9)+1/elements(10)),3);
%11
Zbus=caso2(Zbus,elements(11),3);
%12 y 13 Solo secuencia cero

%14, 15 y 16
Zbus=caso3(Zbus,1/(1/elements(14)+1/elements(15)+1/elements(16)),4);
%17
Zbus=caso2(Zbus,elements(17),4);
%18
Zbus=caso2(Zbus,elements(18),4);
%19, 20 y 21
Zbus=caso3(Zbus,1/(1/elements(19)+1/elements(20)+1/elements(21)),5);
%22
Zbus=caso4(Zbus,elements(22),5,6);
%23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30 y 31
Zbus=caso3(Zbus,1/(1/elements(23)+1/elements(24)+1/elements(25)+1/el
elements(26)+1/elements(27)+1/elements(28)+1/elements(29)+1/elements(3
0)+1/elements(31)),6);
%32, 33 y 34
Zbus=caso2(Zbus,1/(1/elements(32)+1/elements(33)+1/elements(34)),6);
%35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42 y 43
Zbus=caso3(Zbus,1/(1/elements(35)+1/elements(36)+1/elements(37)+1/el
elements(38)+1/elements(39)+1/elements(40)+1/elements(41)+1/elements(4
2)+1/elements(43)),7);
%44
Zbus=caso2(Zbus,elements(44),7);
%45 y 46
Zbus=caso2(Zbus,1/(1/elements(45)+1/elements(46)),7);
%47 y 48
Zbus=caso3(Zbus,1/(1/elements(47)+1/elements(48)),8);
%49
Zbus=caso4(Zbus,elements(49),8,9);
%50, 51, 52, 53 y 54
Zbus=caso3(Zbus,1/(1/elements(50)+1/elements(51)+1/elements(52)+1/el
elements(53)+1/elements(54)),9);
end

function C2=caso2(m,Zb,nodo)
C2=m;

```

```

    [rows cols] = size(m);
    C2(rows+1,cols+1)=Zb+C2(nodo,nodo);
    C2(1:rows,cols+1)=C2(1:rows,nodo);
    C2(rows+1,1:cols)=C2(nodo,1:cols);
end

function C3=caso3(m,Zb,nodo)
[rows cols] = size(m);
C3=m-1/(Zb+m(nodo,nodo))*m(1:rows,nodo)*m(nodo,1:cols);
end

function C4=caso4(m,Zb,nodo1,nodo2)
[rows cols] = size(m);
C4=m-1/(m(nodo1,nodo1)+m(nodo2,nodo2)-
2*m(nodo2,nodo1)+Zb)*(m(1:rows,nodo1)-
m(1:rows,nodo2))*(m(nodo1,1:cols)-m(nodo2,1:cols));
end

```

- Código de función Zcero (archivo “Zcero”)

```

function Zbus=Zcero(elements)
%1 y 2
Zbus(1,1)=1/(1/elements(1)+1/elements(2));
%3
Zbus=caso2(Zbus,elements(3),1);
%4, 5 y 6
Zbus=caso3(Zbus,1/(1/elements(4)+1/elements(5)+1/elements(6)),2);
%7 y 8
Zbus=caso2(Zbus,1/(1/elements(7)+1/elements(8)),2);
%9 y 10
Zbus=caso3(Zbus,1/(1/elements(9)+1/elements(10)),3);
%11
Zbus=caso2(Zbus,elements(11),3);
%12 y 13 Solo secuencia cero
Zbus=caso3(Zbus,elements(12),4);
Zbus=caso3(Zbus,elements(13),3);
%14, 15 y 16
Zbus=caso3(Zbus,1/(1/elements(14)+1/elements(15)+1/elements(16)),4);
%17
Zbus=caso2(Zbus,elements(17),4);
%18
Zbus=caso2(Zbus,elements(18),4);
%19, 20 y 21
Zbus=caso3(Zbus,1/(1/elements(19)+1/elements(20)+1/elements(21)),5);
%22
Zbus=caso4(Zbus,elements(22),5,6);
%23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30 y 31
Zbus=caso3(Zbus,1/(1/elements(23)+1/elements(24)+1/elements(25)+1/el
ements(26)+1/elements(27)+1/elements(28)+1/elements(29)+1/elements(3
0)+1/elements(31)),6);
%32, 33 y 34
Zbus=caso2(Zbus,1/(1/elements(32)+1/elements(33)+1/elements(34)),6);

```



```

%35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42 y 43
Zbus=caso3(Zbus,1/(1/elements(35)+1/elements(36)+1/elements(37)+1/el
elements(38)+1/elements(39)+1/elements(40)+1/elements(41)+1/elements(4
2)+1/elements(43)),7);
%44
Zbus=caso2(Zbus,elements(44),7);
%45 y 46
Zbus=caso2(Zbus,1/(1/elements(45)+1/elements(46)),7);
%47 y 48
Zbus=caso3(Zbus,1/(1/elements(47)+1/elements(48)),8);
%49
Zbus=caso4(Zbus,elements(49),8,9);
%50, 51, 52, 53 y 54
Zbus=caso3(Zbus,1/(1/elements(50)+1/elements(51)+1/elements(52)+1/el
elements(53)+1/elements(54)),9);
end

function C2=caso2(m,Zb,nodo)
    C2=m;
    [rows cols] = size(m);
    C2(rows+1,cols+1)=Zb+C2(nodo,nodo);
    C2(1:rows,cols+1)=C2(1:rows,nodo);
    C2(rows+1,1:cols)=C2(nodo,1:cols);
end

function C3=caso3(m,Zb,nodo)
[rows cols] = size(m);
C3=m-1/(Zb+m(nodo,nodo))*m(1:rows,nodo)*m(nodo,1:cols);
end

function C4=caso4(m,Zb,nodo1,nodo2)
[rows cols] = size(m);
C4=m-1/(m(nodo1,nodo1)+m(nodo2,nodo2)-
2*m(nodo2,nodo1)+Zb)*m(1:rows,nodo1)-
m(1:rows,nodo2))*m(nodo1,1:cols)-m(nodo2,1:cols));
end

```

- Código de función Zmodifer (archivo “Zmodifer”)

```

function C3=Zmodifer(m,Zb,nodo)
[rows cols] = size(m);
C3=m-1/(Zb+m(nodo,nodo))*m(1:rows,nodo)*m(nodo,1:cols);
end

```

- Código de función que gráfica círculos de razón de tensión constante del lugar geométrico de impedancia (archivo “circu”)

```

function circu(Ha,Hb,Ga,Gb,e,color)

```

```

%color debe ser un tipo string válido como color
Zz=Ha/Ga;
Zx=Hb/Gb;
Zy=Zz+Zx;
K=Ga/Gb;
r=abs(Zy)*abs(e*K)/abs(1-abs(e*K)^2);
centro=Zz-Zy/(abs(e*K)^2-1);
plot(r*cos(2*pi*(1:210)/200)+real(centro),r*sin(2*pi*(1:210)/200)+im
ag(centro),'Color',color);
end

```

- Código de función que gráfica el lugar geométrico de impedancia (archivo “lgi”)

```

function lgi(Ha,Hb,Ga,Gb,e,color)
Zz=Ha/Ga;
Zx=Hb/Gb;
Zy=Zz+Zx;
K=Ga/Gb;

hold on
plot([-Zx],[Zz]);
text(real(-Zx),imag(Zx),['A'],'HorizontalAlignment','left','VerticalA
lignment','top','FontSize',11);
text(real(Zz),imag(Zz),['B'],'HorizontalAlignment','left','VerticalA
lignment','top','FontSize',11);
text(real(-Zx+Zy/2),imag(-
Zx+Zy/2),['M'],'HorizontalAlignment','left','VerticalAlignment','top
','FontSize',11);
for i=1:numel(e)
    E=e(i);
    r=abs(Zy)*abs(E*K)/abs(abs(E*K)^2-1);
    centro=Zz-Zy/(abs(e*K)^2-1);
    plot(r*cos(2*pi*(1:210)/200)+real(centro),r*sin(2*pi*(1:210)/200
)+imag(centro),'Color',color);
    text(real(centro)+R*cos(pi/4),imag(centro)+R*cos(pi/4),['Ea/Eb='
,num2str(E)],'HorizontalAlignment','left','VerticalAlignment','botto
m','FontSize',8);
end;
hold off
end

```

ANEXO N° 6

Código en MATLAB® de funciones de estimación de impedancia aparente a partir de estimados fasoriales obtenidos con filtros FIR.

- Función que simula el proceso de muestreo utilizando diezmado (archivo “diezmo”)

```
function d=diezmo(money,N,t)
totalTengo=numel(t);
totalNecesito=round(t(totalTengo)*N*60);
tasa=round(totalTengo/totalNecesito);
d=zeros(totalNecesito,1);
for i=0:totalNecesito
    if (i*tasa+1)<=totalTengo
        d(i+1)=money(i*tasa+1);
    end;
end;
```

- Función que estima impedancias aparentes a partir de resultados de simulación diezmados (archivo “impedanciaAPARENTE”)

```
function
salida=impedanciaAPARENTE(Va,Vb,Vc,Ia,Ib,Ic,m,N,falla,errorT,errorC)
%Para que este algoritmo funcione adecuadamente es necesario que
falla>N+1
%N debe ser par
%La ubicación de la falla (muestra a partir de la cual hay una
falla) debe
%ser muy precisa para que el mímico sea preciso

%Inicialización de variables de salida de fasores.

fasorVa=zeros(length(Va),1);
fasorVb=zeros(length(Va),1);
fasorVc=zeros(length(Va),1);
fasorIa=zeros(length(Va),1);
fasorIb=zeros(length(Va),1);
fasorIc=zeros(length(Va),1);
```

```
%Inicialización de variable de salida de frecuencia
```

```
ome=zeros(length(Va),1);
```

```
%Inicialización de variables internas
```

```
%Utilizadas en la estimación de fasores
```

```
YcVa=zeros(length(Va),1);
```

```
YsVa=zeros(length(Va),1);
```

```
YcVb=zeros(length(Va),1);
```

```
YsVb=zeros(length(Va),1);
```

```
YcVc=zeros(length(Va),1);
```

```
YsVc=zeros(length(Va),1);
```

```
YcIa=zeros(length(Va),1);
```

```
YsIa=zeros(length(Va),1);
```

```
YcIb=zeros(length(Va),1);
```

```
YsIb=zeros(length(Va),1);
```

```
YcIc=zeros(length(Va),1);
```

```
YsIc=zeros(length(Va),1);
```

```
%Utilizadas en el mímico
```

```
XVa=Va;
```

```
XVb=Vb;
```

```
XVc=Vc;
```

```
XIa=Ia;
```

```
XIb=Ib;
```

```
XIc=Ic;
```

```
%Coeficientes del filtro FIR
```

```
indice=0:(N-1);
```

```
ac=-cos(2*pi*(1/2+indice)/N);
```

```
as=sin(2*pi*(1/2+indice)/N);
```

```
%Primer estimado de cada fasor
```

```
for k=indice
```

```
    YcVa(N)=YcVa(N)+Va(N-k)*ac(k+1);
```

```
    YsVa(N)=YsVa(N)+Va(N-k)*as(k+1);
```

```
    YcVb(N)=YcVb(N)+Vb(N-k)*ac(k+1);
```

```
    YsVb(N)=YsVb(N)+Vb(N-k)*as(k+1);
```

```
    YcVc(N)=YcVc(N)+Vc(N-k)*ac(k+1);
```

```
    YsVc(N)=YsVc(N)+Vc(N-k)*as(k+1);
```

```
    YcIa(N)=YcIa(N)+Ia(N-k)*ac(k+1);
```

```
    YsIa(N)=YsIa(N)+Ia(N-k)*as(k+1);
```

```
    YcIb(N)=YcIb(N)+Ib(N-k)*ac(k+1);
```

```
    YsIb(N)=YsIb(N)+Ib(N-k)*as(k+1);
```

```
    YcIc(N)=YcIc(N)+Ic(N-k)*ac(k+1);
```

```

    YsIc(N)=YsIc(N)+Ic(N-k)*as(k+1);
end

fasorVa(N)=(YcVa(N)-1i*YsVa(N))*2/N;
fasorVb(N)=(YcVb(N)-1i*YsVb(N))*2/N;
fasorVc(N)=(YcVc(N)-1i*YsVc(N))*2/N;
fasorIa(N)=(YcIa(N)-1i*YsIa(N))*2/N;
fasorIb(N)=(YcIb(N)-1i*YsIb(N))*2/N;
fasorIc(N)=(YcIc(N)-1i*YsIc(N))*2/N;

%Coeficientes del algoritmo recursivo del filtro FIR

alfa=cos(2*pi/N);
beta=sin(2*pi/N);
gamma=cos((N-1)*pi/N);
theta=cos((N+1)*pi/N);
phi=sin((N-1)*pi/N);
omicron=sin((N+1)*pi/N);

%algoritmo recursivo
for n=(N+1):(falla-1)
    YcVa(n)=alfa*YcVa(n-1)+beta*YsVa(n-1)+gamma*Va(n)-theta*Va(n-N);
    YsVa(n)=-beta*YcVa(n-1)+alfa*YsVa(n-1)+phi*Va(n)+omicron*Va(n-
N);

    YcVb(n)=alfa*YcVb(n-1)+beta*YsVb(n-1)+gamma*Vb(n)-theta*Vb(n-N);
    YsVb(n)=-beta*YcVb(n-1)+alfa*YsVb(n-1)+phi*Vb(n)+omicron*Vb(n-
N);

    YcVc(n)=alfa*YcVc(n-1)+beta*YsVc(n-1)+gamma*Vc(n)-theta*Vc(n-N);
    YsVc(n)=-beta*YcVc(n-1)+alfa*YsVc(n-1)+phi*Vc(n)+omicron*Vc(n-
N);

    YcIa(n)=alfa*YcIa(n-1)+beta*YsIa(n-1)+gamma*Ia(n)-theta*Ia(n-N);
    YsIa(n)=-beta*YcIa(n-1)+alfa*YsIa(n-1)+phi*Ia(n)+omicron*Ia(n-
N);

    YcIb(n)=alfa*YcIb(n-1)+beta*YsIb(n-1)+gamma*Ib(n)-theta*Ib(n-N);
    YsIb(n)=-beta*YcIb(n-1)+alfa*YsIb(n-1)+phi*Ib(n)+omicron*Ib(n-
N);

    YcIc(n)=alfa*YcIc(n-1)+beta*YsIc(n-1)+gamma*Ic(n)-theta*Ic(n-N);
    YsIc(n)=-beta*YcIc(n-1)+alfa*YsIc(n-1)+phi*Ic(n)+omicron*Ic(n-
N);

    ome(n)=acos(0.5*(YsVa(n)*YcVa(n-2)-YcVa(n)*YsVa(n-
2))/(YsVa(n)*YcVa(n-1)-YcVa(n)*YsVa(n-1)));

    %esta instrucción de selección tiene como finalidad evitar un
resultado
%complejo

```

```

if imag(ome(n))~= 0
    ome(n)=2*pi/N;
end

fasorVa(n)=(YcVa(n)-1i*YsVa(n))*2/N;
fasorVb(n)=(YcVb(n)-1i*YsVb(n))*2/N;
fasorVc(n)=(YcVc(n)-1i*YsVc(n))*2/N;

fasorIa(n)=(YcIa(n)-1i*YsIa(n))*2/N;
fasorIb(n)=(YcIb(n)-1i*YsIb(n))*2/N;
fasorIc(n)=(YcIc(n)-1i*YsIc(n))*2/N;
end

%estimación de parámetros del mímico de cada variable
indice=1:N/2;
PS1Va=sum(Va(falla+indice*2-1));
PS2Va=sum(Va(falla+indice*2));
PS3Va=sum(Va(falla+indice*2+1));

PS1Vb=sum(Vb(falla+indice*2-1));
PS2Vb=sum(Vb(falla+indice*2));
PS3Vb=sum(Vb(falla+indice*2+1));

PS1Vc=sum(Vc(falla+indice*2-1));
PS2Vc=sum(Vc(falla+indice*2));
PS3Vc=sum(Vc(falla+indice*2+1));

PS1Ia=sum(Ia(falla+indice*2-1));
PS2Ia=sum(Ia(falla+indice*2));
PS3Ia=sum(Ia(falla+indice*2+1));

PS1Ib=sum(Ib(falla+indice*2-1));
PS2Ib=sum(Ib(falla+indice*2));
PS3Ib=sum(Ib(falla+indice*2+1));

PS1Ic=sum(Ic(falla+indice*2-1));
PS2Ic=sum(Ic(falla+indice*2));
PS3Ic=sum(Ic(falla+indice*2+1));

taudVa=max(0,round((1/(1-PS2Va/PS1Va)+1/(1-PS3Va/PS2Va))/2));
KVa=1/sqrt((1+taudVa-taudVa*cos(2*pi/N))^2+(taudVa*sin(2*pi/N))^2);
aVa=KVa*(1+taudVa);
bVa=-KVa*taudVa;
fiVa=atan(taudVa*sin(2*pi/N)/(1+taudVa-taudVa*cos(2*pi/N)));
cosfiVa=cos(fiVa);
senfiVa=sin(fiVa);

taudVb=max(0,round((1/(1-PS2Vb/PS1Vb)+1/(1-PS3Vb/PS2Vb))/2));
KVb=1/sqrt((1+taudVb-taudVb*cos(2*pi/N))^2+(taudVb*sin(2*pi/N))^2);
aVb=KVb*(1+taudVb);
bVb=-KVb*taudVb;
fiVb=atan(taudVb*sin(2*pi/N)/(1+taudVb-taudVb*cos(2*pi/N)));

```

```

cosfiVb=cos(fiVb);
senfiVb=sin(fiVb);

taudVc=max(0,round((1/(1-PS2Vc/PS1Vc)+1/(1-PS3Vc/PS2Vc))/2));
KVc=1/sqrt((1+taudVc-taudVc*cos(2*pi/N))^2+(taudVc*sin(2*pi/N))^2);
aVc=KVc*(1+taudVc);
bVc=-KVc*taudVc;
fiVc=atan(taudVc*sin(2*pi/N)/(1+taudVc-taudVc*cos(2*pi/N)));
cosfiVc=cos(fiVc);
senfiVc=sin(fiVc);

taudIa=max(0,round((1/(1-PS2Ia/PS1Ia)+1/(1-PS3Ia/PS2Ia))/2));
KIa=1/sqrt((1+taudIa-taudIa*cos(2*pi/N))^2+(taudIa*sin(2*pi/N))^2);
aIa=KIa*(1+taudIa);
bIa=-KIa*taudIa;
fiIa=atan(taudIa*sin(2*pi/N)/(1+taudIa-taudIa*cos(2*pi/N)));
cosfiIa=cos(fiIa);
senfiIa=sin(fiIa);

taudIb=max(0,round((1/(1-PS2Ib/PS1Ib)+1/(1-PS3Ib/PS2Ib))/2));
KIb=1/sqrt((1+taudIb-taudIb*cos(2*pi/N))^2+(taudIb*sin(2*pi/N))^2);
aIb=KIb*(1+taudIb);
bIb=-KIb*taudIb;
fiIb=atan(taudIb*sin(2*pi/N)/(1+taudIb-taudIb*cos(2*pi/N)));
cosfiIb=cos(fiIb);
senfiIb=sin(fiIb);

taudIc=max(0,round((1/(1-PS2Ic/PS1Ic)+1/(1-PS3Ic/PS2Ic))/2));
KIc=1/sqrt((1+taudIc-taudIc*cos(2*pi/N))^2+(taudIc*sin(2*pi/N))^2);
aIc=KIc*(1+taudIc);
bIc=-KIc*taudIc;
fiIc=atan(taudIc*sin(2*pi/N)/(1+taudIc-taudIc*cos(2*pi/N)));
cosfiIc=cos(fiIc);
senfiIc=sin(fiIc);

% Otros estimados utilizando el mímico

for n=falla:length(Va)
    %mímico digital
    XVa(n)=aVa*Va(n)+bVa*Va(n-1);
    XVb(n)=aVb*Vb(n)+bVb*Vb(n-1);
    XVc(n)=aVc*Vc(n)+bVc*Vc(n-1);

    XIa(n)=aIa*Ia(n)+bIa*Ia(n-1);
    XIb(n)=aIb*Ib(n)+bIb*Ib(n-1);
    XIc(n)=aIc*Ic(n)+bIc*Ic(n-1);

    %algoritmo recursivo de filtro FIR
    YcVa(n)=alfa*YcVa(n-1)+beta*YsVa(n-1)+ganma*XVa(n)-theta*XVa(n-
N);
    YsVa(n)=-beta*YcVa(n-1)+alfa*YsVa(n-1)+phi*XVa(n)+omicron*XVa(n-
N);

```

```

    YcVb(n)=alfa*YcVb(n-1)+beta*YsVb(n-1)+ganma*XVb(n)-theta*XVb(n-
N);
    YsVb(n)=-beta*YcVb(n-1)+alfa*YsVb(n-1)+phi*XVb(n)+omicron*XVb(n-
N);
    YcVc(n)=alfa*YcVc(n-1)+beta*YsVc(n-1)+ganma*XVc(n)-theta*XVc(n-
N);
    YsVc(n)=-beta*YcVc(n-1)+alfa*YsVc(n-1)+phi*XVc(n)+omicron*XVc(n-
N);

    YcIa(n)=alfa*YcIa(n-1)+beta*YsIa(n-1)+ganma*XIa(n)-theta*XIa(n-
N);
    YsIa(n)=-beta*YcIa(n-1)+alfa*YsIa(n-1)+phi*XIa(n)+omicron*XIa(n-
N);
    YcIb(n)=alfa*YcIb(n-1)+beta*YsIb(n-1)+ganma*XIb(n)-theta*XIb(n-
N);
    YsIb(n)=-beta*YcIb(n-1)+alfa*YsIb(n-1)+phi*XIb(n)+omicron*XIb(n-
N);
    YcIc(n)=alfa*YcIc(n-1)+beta*YsIc(n-1)+ganma*XIc(n)-theta*XIc(n-
N);
    YsIc(n)=-beta*YcIc(n-1)+alfa*YsIc(n-1)+phi*XIc(n)+omicron*XIc(n-
N);

    ome(n)=acos(0.5*(YsVa(n)*YcVa(n-2)-YcVa(n)*YsVa(n-
2))/(YsVa(n)*YcVa(n-1)-YcVa(n)*YsVa(n-1)));

    %esta instrucción de selección tiene como finalidad evitar un
resultado
    %complejo
    if imag(ome(n))~= 0
        ome(n)=2*pi/N;
    end

    %corrección de desfase introducido por mímico
    XcVa=YcVa(n)*2/N;
    XsVa=-YsVa(n)*2/N;
    fasorVa(n)=(cosfiVa*XcVa+senfiVa*XsVa)+1i*(-
senfiVa*XcVa+cosfiVa*XsVa);

    XcVb=YcVb(n)*2/N;
    XsVb=-YsVb(n)*2/N;
    fasorVb(n)=(cosfiVb*XcVb+senfiVb*XsVb)+1i*(-
senfiVb*XcVb+cosfiVb*XsVb);

    XcVc=YcVc(n)*2/N;
    XsVc=-YsVc(n)*2/N;
    fasorVc(n)=(cosfiVc*XcVc+senfiVc*XsVc)+1i*(-
senfiVc*XcVc+cosfiVc*XsVc);

    XcIa=YcIa(n)*2/N;
    XsIa=-YsIa(n)*2/N;
    fasorIa(n)=(cosfiIa*XcIa+senfiIa*XsIa)+1i*(-
senfiIa*XcIa+cosfiIa*XsIa);

```



```

XcIb=YcIb(n)*2/N;
XsIb=-YsIb(n)*2/N;
fasorIb(n)=(cosfiIb*XcIb+senfiIb*XsIb)+1i*(-
senfiIb*XcIb+cosfiIb*XsIb);

XcIc=YcIc(n)*2/N;
XsIc=-YsIc(n)*2/N;
fasorIc(n)=(cosfiIc*XcIc+senfiIc*XsIc)+1i*(-
senfiIc*XcIc+cosfiIc*XsIc);
end

%corrección de errores de transductores
fasorVa=fasorVa/errorT;
fasorVb=fasorVb/errorT;
fasorVc=fasorVc/errorT;

fasorIa=fasorIa/errorC;
fasorIb=fasorIb/errorC;
fasorIc=fasorIc/errorC;

%Cálculo de impedancia aparente
Zra=fasorVa./(fasorIa+m*(fasorIa+fasorIb+fasorIc)/3);
Zrb=fasorVb./(fasorIb+m*(fasorIa+fasorIb+fasorIc)/3);
Zrc=fasorVc./(fasorIc+m*(fasorIa+fasorIb+fasorIc)/3);

Zrab=(fasorVa-fasorVb)./(fasorIa-fasorIb);
Zrbc=(fasorVb-fasorVc)./(fasorIb-fasorIc);
Zrca=(fasorVc-fasorVa)./(fasorIc-fasorIa);

salida=[fasorVa, fasorVb, fasorVc, fasorIa, fasorIb, fasorIc, ome, XVa, XVb,
XVc, XIa, XIb, XIc, Zra, Zrb, Zrc, Zrab, Zrbc, Zrca];

```

ANEXO N° 7

Código de otras funciones necesarias en el desarrollo del trabajo especial de grado.

- Código de algoritmo utilizado para graficar el lugar geométrico de impedancia y la impedancia aparente en un único lienzo.
 - o Para falla monofásica AG.

```
N=16;
ciclospre=12;
% va, vb, vc, ia, ib, ic son los resultados de la simulación para el
tipo
% de falla en cuestión
Ta=diezmo(va.signals.values,N,va.time);
Tb=diezmo(vb.signals.values,N,vb.time);
Tc=diezmo(vc.signals.values,N,vc.time);
Ca=diezmo(ia.signals.values,N,ia.time);
Cb=diezmo(ib.signals.values,N,ib.time);
Cc=diezmo(ic.signals.values,N,ic.time);
lon=numel(Ta);
Matri=impedanciaAPARENTE(Ta,Tb,Tc,Ca,Cb,Cc,m,N,ciclospre*N+1,0.8946*
exp(-25.287*1i*pi/180),0.9239*exp(-24.120*1i*pi/180));

E=(2.0036*24/22.222222222222221)/1.3255;
figure('Name','Plano R-X de reles de tierra','NumberTitle','off')
hold on
plot(Matri(ciclospre*N:lon,14),'Color','red','Marker','*');
plot(Matri(ciclospre*N:lon,15),'Color','green','Marker','^');
plot(Matri(ciclospre*N:lon,16),'Color','blue','Marker','s');
circu(Fm(1,1),Fm(1,2),Fm(1,3),Fm(1,4),E,'red');
circu(Fm(2,1),Fm(2,2),Fm(2,3),Fm(2,4),E,'green');
circu(Fm(3,1),Fm(3,2),Fm(3,3),Fm(3,4),E,'blue');
xlabel('R [\Omega]');
ylabel('X [\Omega]');
legend('Zra','Zrb','Zrc','LGIfa','LGIfb','LGIfc');
hold off
figure('Name','Plano R-X de reles de fase','NumberTitle','off')
hold on
plot(Matri(ciclospre*N:lon,17),'Color','red','Marker','*');
plot(Matri(ciclospre*N:lon,18),'Color','green','Marker','^');
```

```

plot(Matri(ciclospre*N:lon,19), 'Color', 'blue', 'Marker', 's');
circu(Fm(4,1), Fm(4,2), Fm(4,3), Fm(4,4), E, 'red');
circu(Fm(5,1), Fm(5,2), Fm(5,3), Fm(5,4), E, 'green');
circu(Fm(6,1), Fm(6,2), Fm(6,3), Fm(6,4), E, 'blue');
xlabel('R [\Omega]');
ylabel('X [\Omega]');
legend('Zrab', 'Zrbc', 'Zrca', 'LGIfab', 'LGIfbc', 'LGIfca');
hold off

```

o Para falla bifásica BC.

```

N=16;
ciclospre=12;
% va, vb, vc, ia, ib, ic son los resultados de la simulación para el
tipo
% de falla en cuestión
Ta=diezmo(va.signals.values,N,va.time);
Tb=diezmo(vb.signals.values,N,vb.time);
Tc=diezmo(vc.signals.values,N,vc.time);
Ca=diezmo(ia.signals.values,N,ia.time);
Cb=diezmo(ib.signals.values,N,ib.time);
Cc=diezmo(ic.signals.values,N,ic.time);
lon=numel(Ta);
Matri=impedanciaAPARENTE(Ta, Tb, Tc, Ca, Cb, Cc, m, N, ciclospre*N+1, 0.8946*
exp(-25.287*1i*pi/180), 0.9239*exp(-24.120*1i*pi/180));

E=(2.0036*24/22.222222222222221)/1.3255;
figure('Name', 'Plano R-X de reles de tierra', 'NumberTitle', 'off')
hold on
plot(Matri(ciclospre*N:lon,14), 'Color', 'red', 'Marker', '*');
plot(Matri(ciclospre*N:lon,15), 'Color', 'green', 'Marker', '^');
plot(Matri(ciclospre*N:lon,16), 'Color', 'blue', 'Marker', 's');
circu(Fb(1,1), Fb(1,2), Fb(1,3), Fb(1,4), E, 'red');
circu(Fb(2,1), Fb(2,2), Fb(2,3), Fb(2,4), E, 'green');
circu(Fb(3,1), Fb(3,2), Fb(3,3), Fb(3,4), E, 'blue');
xlabel('R [\Omega]');
ylabel('X [\Omega]');
legend('Zra', 'Zrb', 'Zrc', 'LGIfa', 'LGIfb', 'LGIfc');
hold off
figure('Name', 'Plano R-X de reles de fase', 'NumberTitle', 'off')
hold on
plot(Matri(ciclospre*N:lon,17), 'Color', 'red', 'Marker', '*');
plot(Matri(ciclospre*N:lon,18), 'Color', 'green', 'Marker', '^');
plot(Matri(ciclospre*N:lon,19), 'Color', 'blue', 'Marker', 's');
circu(Fb(4,1), Fb(4,2), Fb(4,3), Fb(4,4), E, 'red');
circu(Fb(5,1), Fb(5,2), Fb(5,3), Fb(5,4), E, 'green');
circu(Fb(6,1), Fb(6,2), Fb(6,3), Fb(6,4), E, 'blue');
xlabel('R [\Omega]');
ylabel('X [\Omega]');
legend('Zrab', 'Zrbc', 'Zrca', 'LGIfab', 'LGIfbc', 'LGIfca');
hold off

```

- Código de función utilizada para calcular la distancia aparente y su error (archivo “Kaparente”)

```

function [k,error,d]=Kaparente(Xap)
%k distancia en kilómetros
%error: ver ecuación (6.2)
%d: error del algoritmo de bisección
%Xap en ohmios secundarios aparentes
xa=1;
ya=ecuacion(Xap,xa);
xb=1075;
%longitud total de la linea:152.9;
yb=ecuacion(Xap,xb);
if (ya>0) && (yb<0)
    for i=1:200
        d=ecuacion(Xap,(xb+xa)/2);
        if d>0
            xa=(xb+xa)/2;
        else
            xb=(xb+xa)/2;
        end;
    end;
    k=xa;
else
    for i=1:200
        d=ecuacion(Xap,(xb+xa)/2);
        if d>0
            xb=(xb+xa)/2;
        else
            xa=(xb+xa)/2;
        end;
    end;
    k=xa;
end;
error=(k-122.32)*100/122.32;

function f=ecuacion(Xap,ka)
Xc=1/(1i*pi*60*1.2806e-008);
Zl=0.013231+1i*2*pi*60*0.00090611;
f=imag(ka*Xc*Zl/(ka^2*Zl+Xc))-Xap*7650/2400;

```

ANEXO N° 8

Módulo y fase de fasores de tensión y corriente en el punto de ubicación del relé.

- Código de la función utilizada para graficar el módulo y la fase de un fasor rotante obtenido a partir de un filtro FIR.

```
function MODULOfase(fasor, tiempo, N)
intervalo=0:(numel(fasor)-1);
fasorFIJO=fasor./fasorFIRr(sin(2*pi*intervalo/N), N);
subplot(2,1,1);
plot(tiempo, abs(fasorFIJO))
title('MÓDULO')
xlabel('tiempo [s]');
ylabel('Tensión [Volt]');
subplot(2,1,2);
plot(tiempo, (angle(fasorFIJO))*180/pi)
title('FASE')
xlabel('tiempo [s]');
ylabel('fase [deg]');

function Y = fasorFIRr(x, N)
Ys=zeros(length(x), 1);
Yc=Ys;
indice=0:(N-1);
ac=-cos(2*pi*(1/2+indice)/N);
as=sin(2*pi*(1/2+indice)/N);
for k=indice
    Yc(N)=Yc(N)+x(N-k)*ac(k+1);
    Ys(N)=Ys(N)+x(N-k)*as(k+1);
end
alfa=cos(2*pi/N);
beta=sin(2*pi/N);
gamma=cos((N-1)*pi/N);
theta=cos((N+1)*pi/N);
phi=sin((N-1)*pi/N);
omicron=sin((N+1)*pi/N);
for u=(N+1):length(x)
    Yc(u)=alfa*Yc(u-1)+beta*Ys(u-1)+gamma*x(u)-theta*x(u-N);
    Ys(u)=-beta*Yc(u-1)+alfa*Ys(u-1)+phi*x(u)+omicron*x(u-N);
end
Y=(Yc-li*Ys)*2/N;
```

- Módulo y fase de fasores estimados a partir de resultados de las simulaciones.

En esta parte se debe aclarar que los fasores presentados son los obtenidos como salida del procedimiento “impedanciaAPARENTE”, por tanto presenta la corrección del error introducido por los transductores. Además se debe observar que el instante de inserción de falla es a los 0,2 s. Por otra parte, en las figuras 42, 43, 44, 48, 49 y 50 el módulo de la corriente es expresado en Voltios, siendo la razón de esto el que se están realizando la medición de corriente de forma indirecta sobre una resistencia shunt de 100 mΩ. Para finalizar, el módulo de los fasores se da en valor pico.

- o Falla monofásica AG.

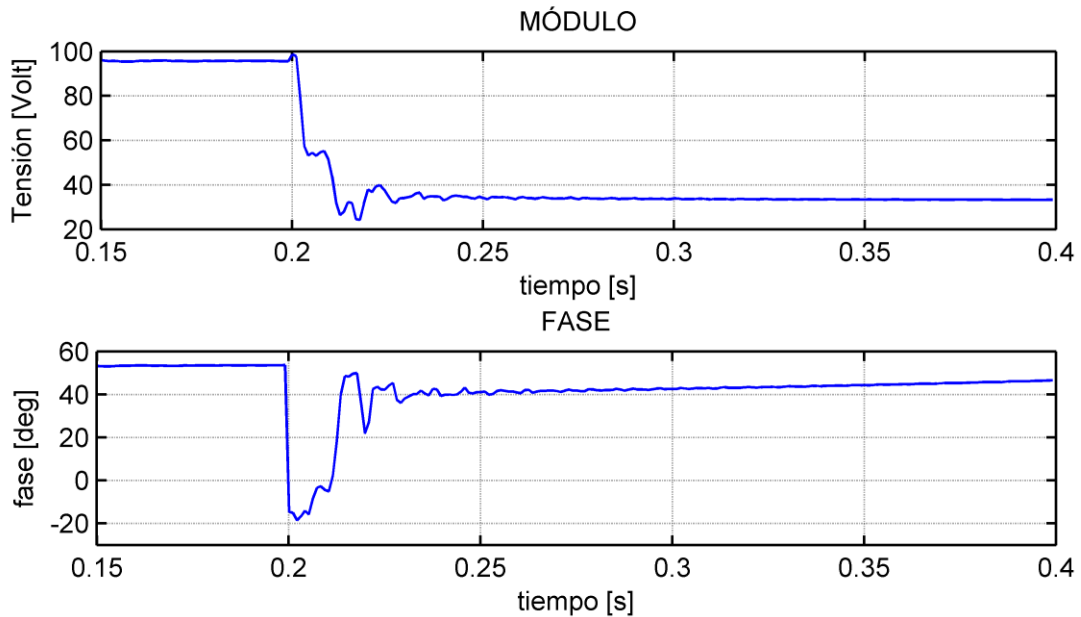


Figura 39. Módulo y fase de fasor tensión de fase a ante falla monofásica AG.

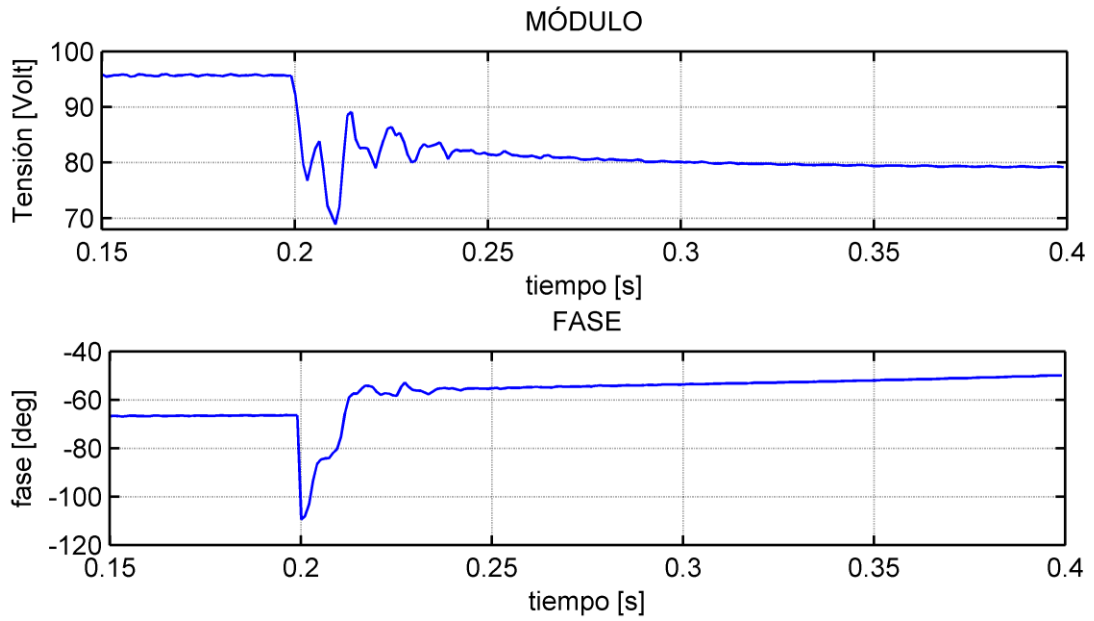


Figura 40. Módulo y fase de fasor tensión de fase b ante falla monofásica AG.

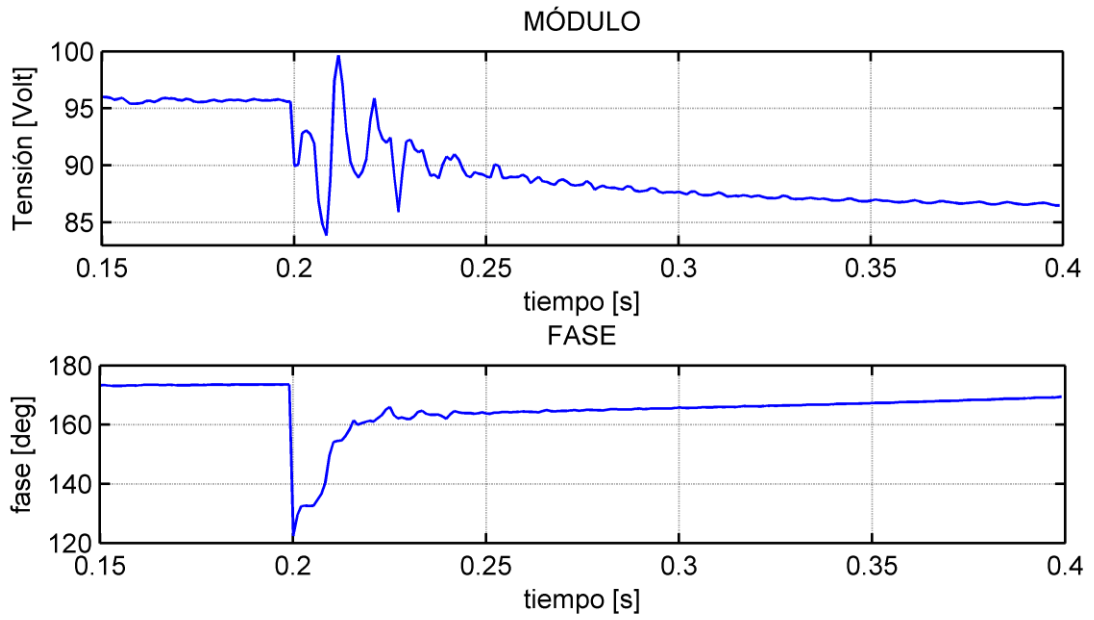


Figura 41. Módulo y fase de fasor tensión de fase c ante falla monofásica AG.

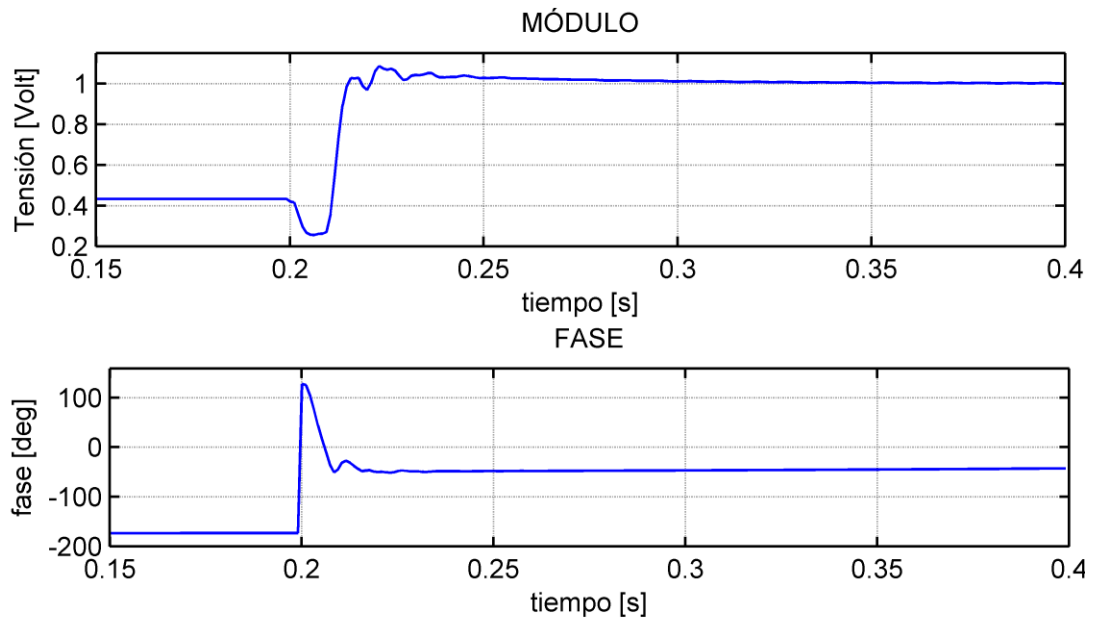


Figura 42. Módulo y fase de fasor corriente de fase a ante falla monofásica AG.

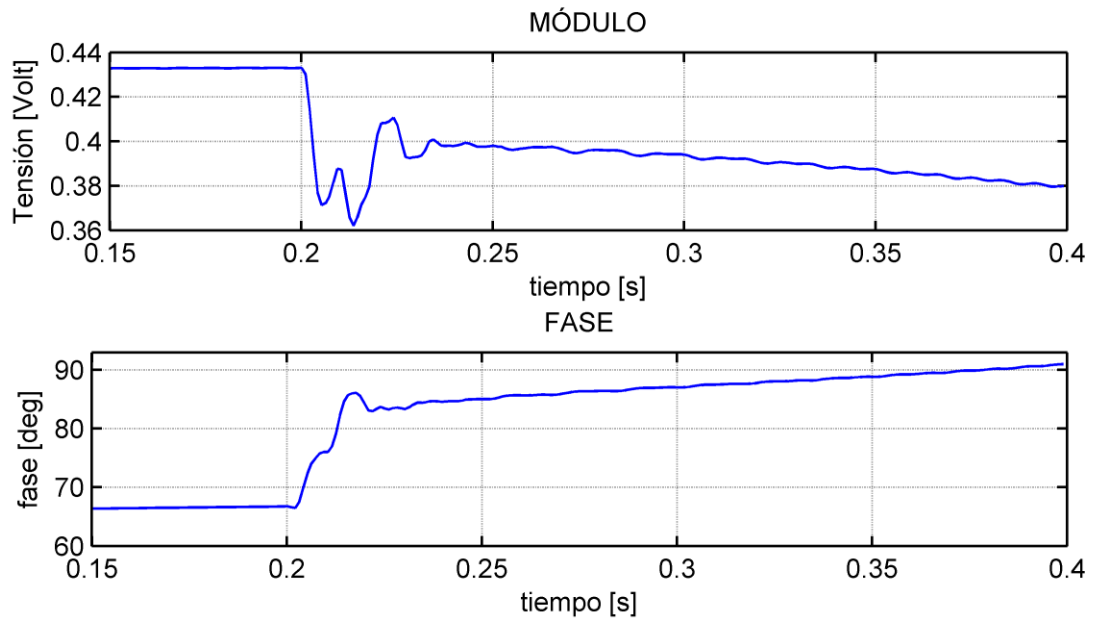


Figura 43. Módulo y fase de fasor corriente de fase b ante falla monofásica AG.

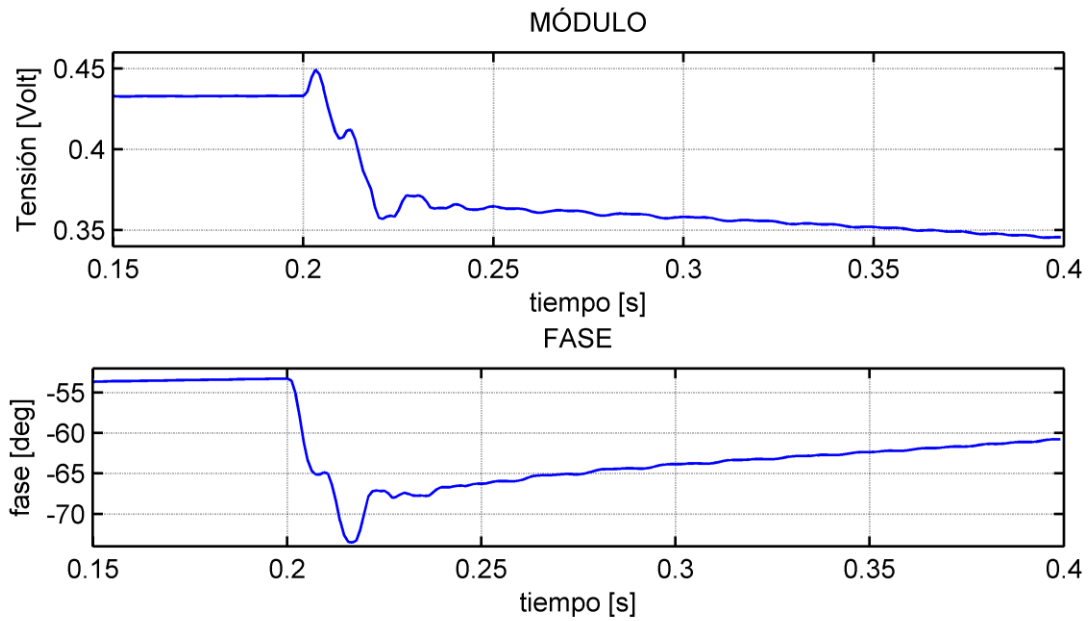


Figura 44. Módulo y fase de fasor corriente de fase c ante falla monofásica AG.

- Falla bifásica BC.

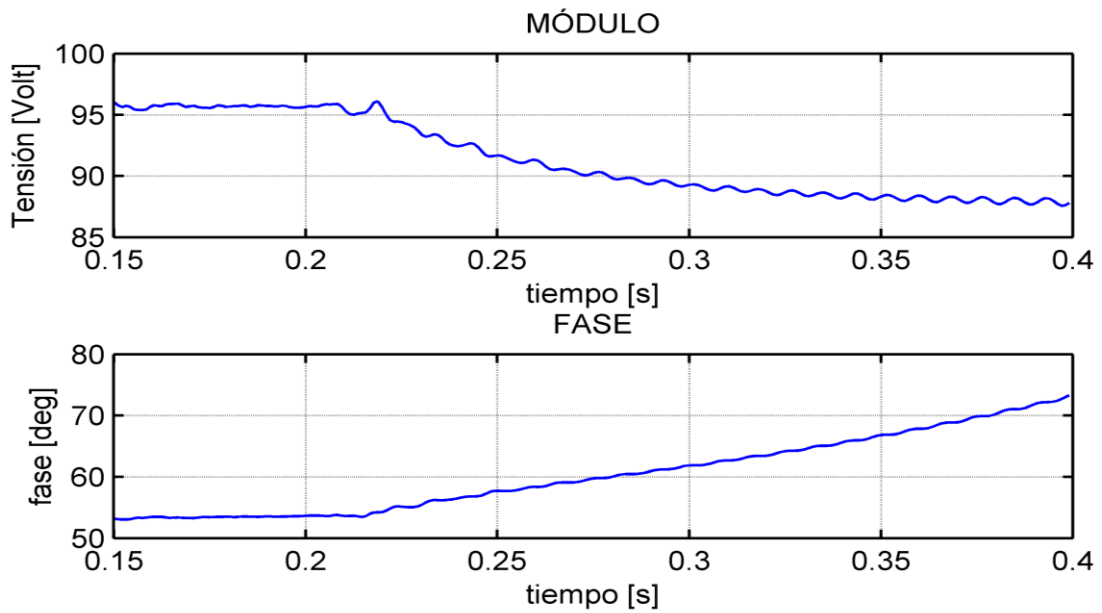


Figura 45. Módulo y fase de fasor tensión de fase a ante falla bifásica BC.

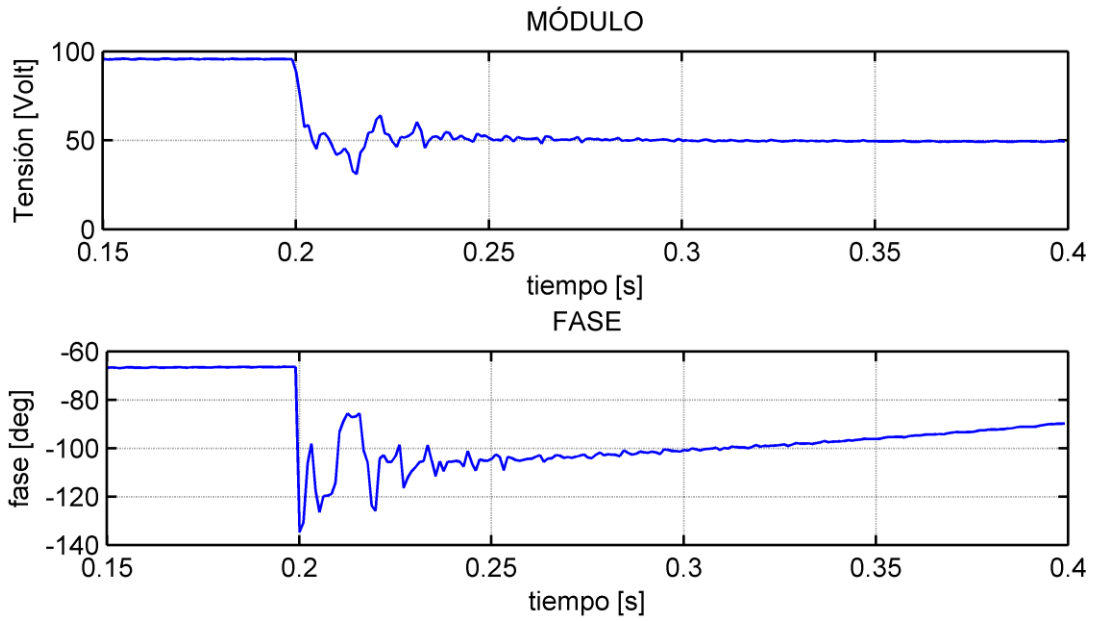


Figura 46. Módulo y fase de fasor tensión de fase b ante falla bifásica BC.

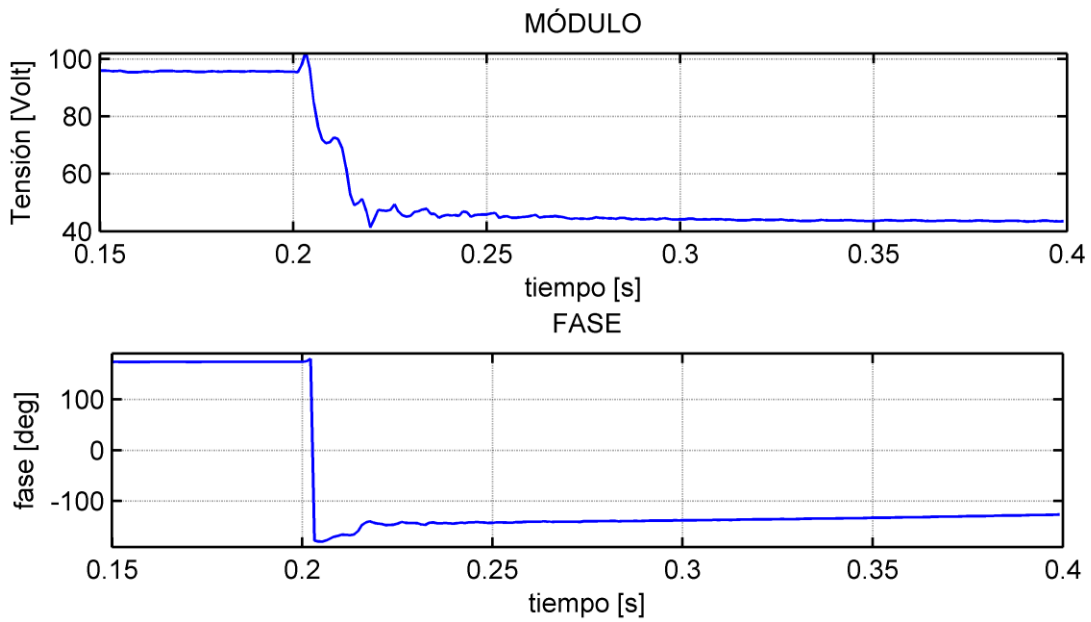


Figura 47. Módulo y fase de fasor tensión de fase c ante falla bifásica BC.

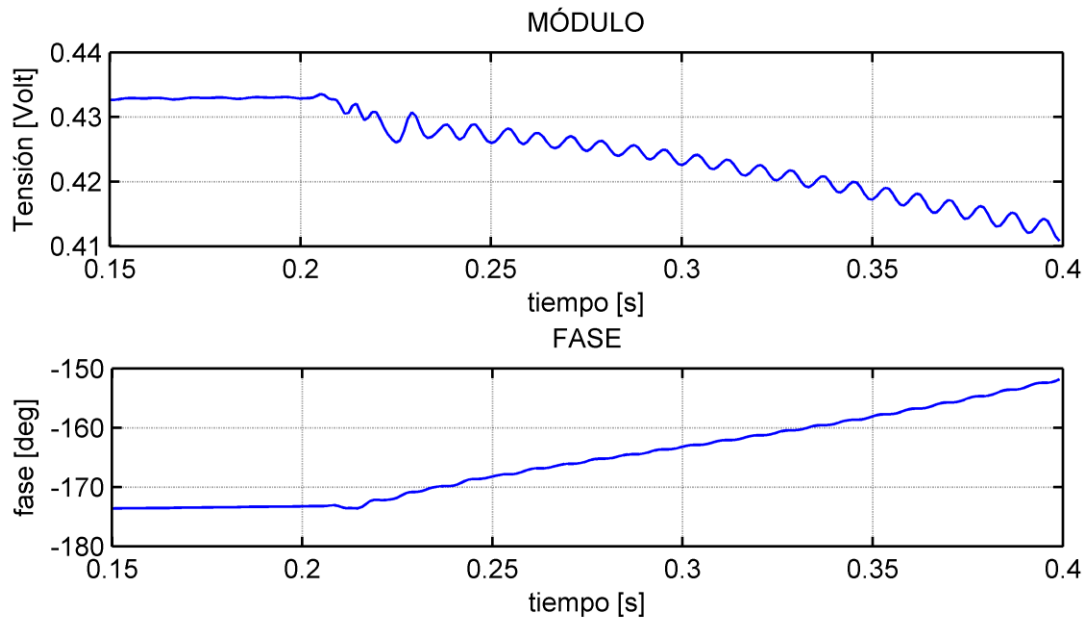


Figura 48. Módulo y fase de fasor corriente de fase a ante falla bifásica BC.

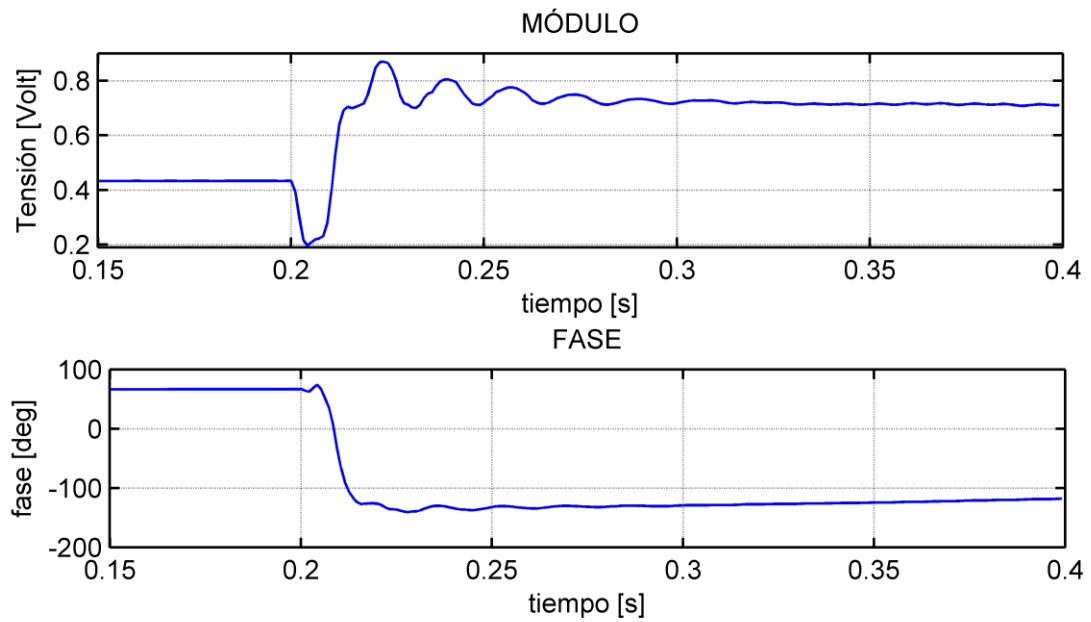


Figura 49. Módulo y fase de fasor corriente de fase b ante falla bifásica BC.

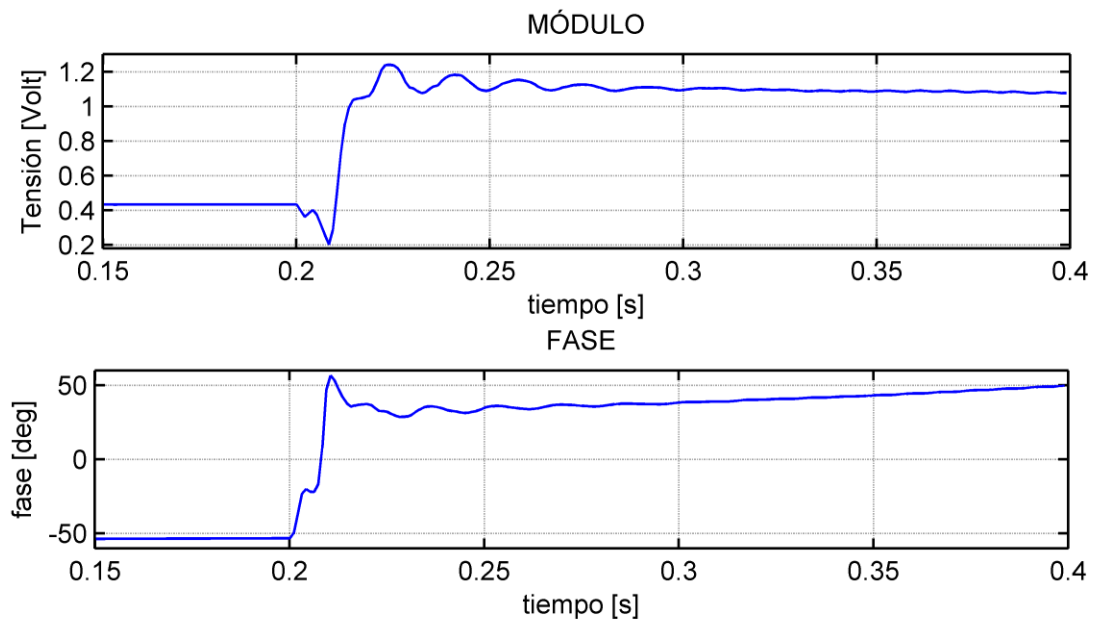


Figura 50. Módulo y fase de fasor corriente de fase c ante falla bifásica BC.

ANEXO N° 9

Frecuencia del sistema ante eventos transitorios calculada a partir de estimados fasoriales obtenidos por el uso del filtro FIR.

Los gráficos mostrados a continuación corresponden a la frecuencia calculada a partir de los estimados fasoriales de tensión de fase a. es de recordar que la falla es insertada a los 0,2 s de iniciada la simulación.

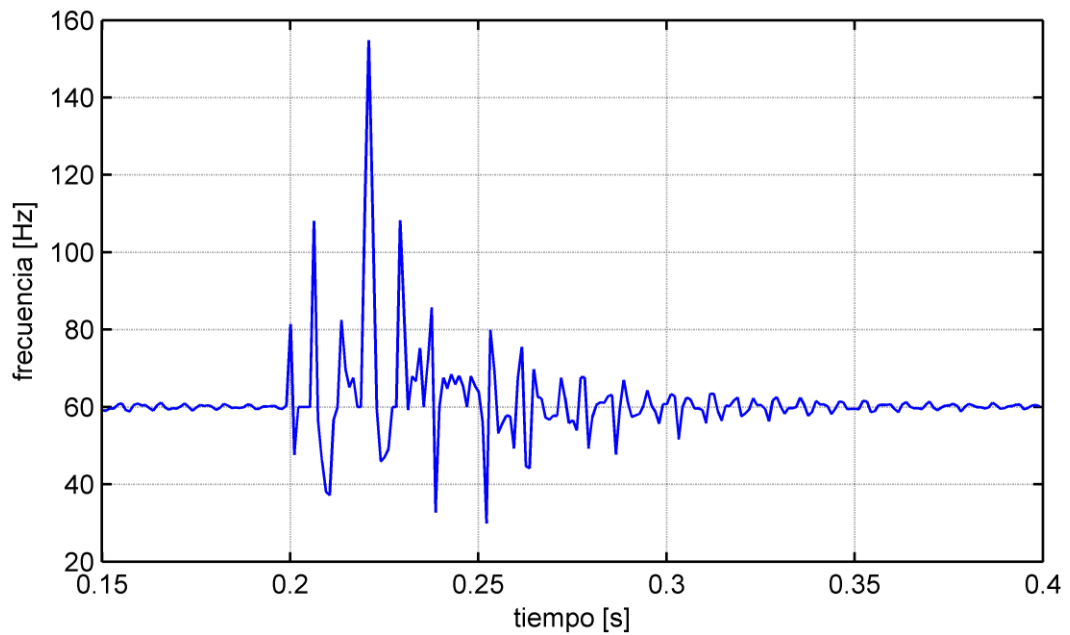


Figura 51. Frecuencia estimada durante una falla monofásica AG.

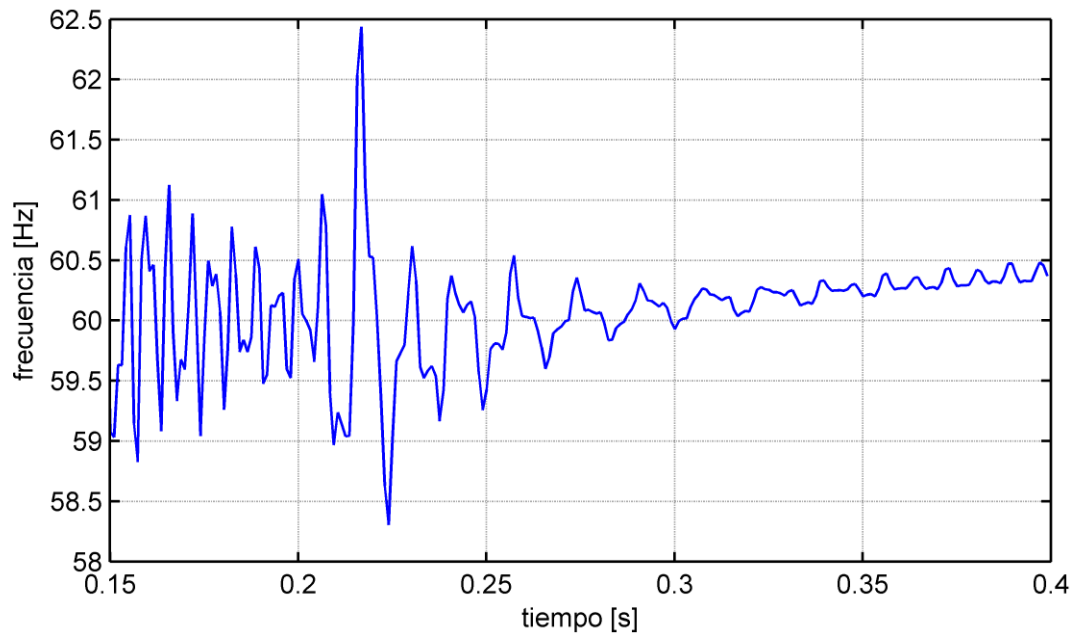


Figura 52. Frecuencia estimada durante una falla bifásica BC.