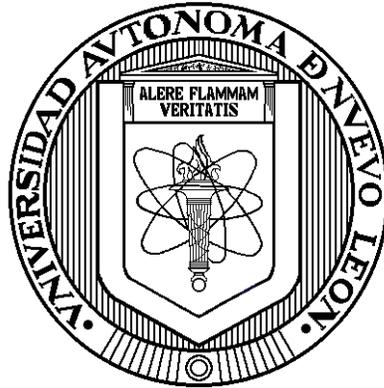


UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO



MITIGACIÓN DEL ERROR DE IMPEDANCIA EN RELEVADORES DE DISTANCIA ANTE LA MODERNIZACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE DOCTOR EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

P R E S E N T A:

M.C. LUIS ALONSO TRUJILLO GUAJARDO

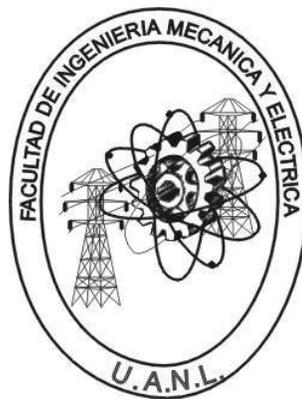
SAN NICOLÁS DE LOS GARZA, N. L.

OCTUBRE DEL 2012

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO



**MITIGACIÓN DEL ERROR DE IMPEDANCIA EN RELEVADORES DE
DISTANCIA ANTE LA MODERNIZACIÓN DE LOS SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE DOCTOR EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

P R E S E N T A:

M.C. LUIS ALONSO TRUJILLO GUAJARDO

SAN NICOLÁS DE LOS GARZA, N. L.

OCTUBRE DEL 2012

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

Los miembros del comité de tesis recomendamos que la tesis **MITIGACIÓN DEL ERROR DE IMPEDANCIA ANTE LA MODERNIZACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**, realizada por el alumno Luis Alonso Trujillo Guajardo, matrícula 1060896, sea aceptada para su defensa como opción al grado de Doctor en Ingeniería Eléctrica.

El Comité de Tesis

Asesor
Dr. Arturo Conde Enríquez

Coasesor
Dr. Ernesto Vázquez Martínez

Coasesor
Dr. Claudio Rubén Fuerte Esquivel

Coasesor
Dr. César Angeles Camacho

Coasesor
Dr. Ignacio Luis Ayala Ortiz

Vo. Bo.
Dr. Moisés Hinojosa Rivera
División de Estudios de Posgrado

DEDICATORIA

A mis padres por ser el pilar fundamental en todo lo que soy, en toda mi educación, tanto académica, como de la vida, por su incondicional apoyo y cariño mantenido a través del tiempo.

A Dios.

Por haberme permitido llegar hasta esta etapa de mi vida y haberme dado salud, fuerza y sabiduría para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

A mi padre Luis Alonso Trujillo Herrera.

Por los ejemplos de perseverancia y constancia que lo caracterizan y que me ha inculcado siempre, por el valor mostrado para salir adelante, y por su amor.

A mi madre Irma Beatriz Guajardo Villarreal.

Por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor.

A mis hermanos Alberto y Beatriz.

Por haberme apoyado en todo momento, pero más que nada, por su amor.

A mis abuelos.

Irma Villarreal (QEPD), Camilo Guajardo (QEPD), Alonso Trujillo Coronado (QEPD) y Margarita Herrera, por quererme y apoyarme siempre, esto también se lo debo a ustedes.

A mi esposa Enid Treviño Rodríguez.

Quien estuvo apoyándome en los momentos difíciles durante la elaboración de este trabajo de tesis, gracias por tu apoyo, comprensión, paciencia, amor y cariño, gracias por ser lo mejor de cada día, esta meta no la hubiera logrado sin tu apoyo, amor y comprensión incondicional.

A mis amigos.

Que nos apoyamos mutuamente en nuestra formación profesional y que sin su apoyo, el camino hacia la culminación de este trabajo habría sido más difícil de lo que es: Mario Alberto González Vázquez, Roberto Salinas Navarro y Fernando Salinas Salinas, Gracias por brindarme su amistad.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por permitirme gozar de salud y por darme la fuerza y sabiduría necesarias para la culminación de este trabajo.

A mi esposa Enid Treviño Rodríguez por estar siempre a mi lado apoyándome, gracias, sin tu apoyo, comprensión, amor y cariño no estaría donde estoy ahora.

A mi familia por estar siempre a mi lado, gracias por su apoyo y por inculcarme los valores con los que he crecido y gracias a ustedes he podido culminar esta etapa de mi vida que es muy importante para mí, gracias por sus consejos, comprensión y paciencia.

Al Dr. Arturo Conde Enríquez por la excelente asesoría, por darme la oportunidad trabajar a su lado, por su paciencia, su gran apoyo, motivación, y por sus consejos para la culminación de este trabajo, muchas gracias.

Al Dr. Ernesto Vázquez Martínez y al Dr. Ignacio Ayala, por sus comentarios y recomendaciones hacia este trabajo de tesis.

A los profesores del Programa Doctoral en Ingeniería Eléctrica, por compartir sus conocimientos, experiencias y valores.

A la Dra. Gina Ma. Idárraga Ospina por su amistad, por su gran apoyo y motivación para la culminación de este trabajo de tesis.

Al M.C. Paz Vicente Cantú Gutiérrez por su amistad, por su gran apoyo y motivación para la culminación de este trabajo de tesis.

A mis compañeros del DIE y raza que se reúne para los juegos de basketball de los martes, Raúl, Cesar, Cutberto, Curti, Daniel, Alfonso, Simón, Jorge, Mario y Raúl gracias por su apoyo y amistad.

Al Ing. René Midence de ERLPhase Power Technologies Ltd. por su interés y apoyo en este trabajo de investigación.

Al Ing. Gerardo Robledo de Comisión Federal de Electricidad (CFE, México) por su interés y apoyo en este trabajo de investigación.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología por el apoyo brindado para la realización de este trabajo de Tesis.

A la Universidad Autónoma de Nuevo León en especial a la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica por ser mí segundo hogar durante estos 3 años.

RESUMEN

MITIGACIÓN DEL ERROR DE IMPEDANCIA EN RELEVADORES DE DISTANCIA ANTE LA MODERNIZACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Publicación No.____

Luis Alonso Trujillo Guajardo, M.C. en Ingeniería Eléctrica
Universidad Autónoma de Nuevo León, 2012

Profesor Asesor: Dr. Arturo Conde Enríquez

Ante la modernización del sistema eléctrico de potencia (SEP) diferentes dispositivos de electrónica de potencia se han desarrollado para la optimización del SEP, estos dispositivos como es el caso de centrales de generación distribuida como las centrales eólicas han crecido en capacidad de generación por lo que en la actualidad son interconectadas a las redes de transmisión de energía. Los dispositivos FACTS (*Flexible Altern Current Transmission Systems*) están destinados a incrementar la capacidad de transferencia de energía utilizando convertidores de potencia que por medio de control angular de las señales eléctricas modifican la impedancia de las líneas de transmisión. La compensación serie utilizando elementos capacitivos en líneas de transmisión permiten la reducción sustancial de la impedancia serie, permitiendo el incremento de la potencia transferida y mejorando la estabilidad transitoria de la red. Las condiciones operativas de estos dispositivos están basadas en electrónica de potencia, las cuales generan componentes frecuenciales que afectan la operación de los relevadores de distancia, ya que los relevadores están ajustados con valores constantes y se encontrarán expuestos ante estas nuevas condiciones de la red eléctrica generando un mal desempeño en la operación de los relevadores de distancia.

En el presente trabajo se presenta el impacto de dispositivos de nueva generación, centrales eólicas, dispositivos FACTS como el STATCOM, el UPFC y el compensador serie en el desempeño de la protección de distancia. Los esquemas de convertidores de potencia a gran escala, generan además de las componentes armónicas típicas de la operación del

convertidor ideal, componentes frecuenciales no características, subarmónicas e interarmónicas las cuales deteriorarán en gran medida la calidad de energía del voltaje y la corriente. En este trabajo se mostrará que las componentes frecuenciales asíncronas no pueden ser filtradas por los filtros digitales convencionales utilizados en relevadores de distancia, el relevador ve entonces estos dispositivos como una fuente de error debido a la generación de componentes armónicas presentando un error en la medición de la impedancia aparente.

En este trabajo de tesis se caracteriza el error provocado por las componentes frecuenciales no síncronas en los filtros digitales convencionales utilizando señales simuladas y eventos de falla reales. Se propone una nueva familia de filtros digitales utilizando el método de Mínimos Cuadrados y Prony para la compensación del error en el estimado de la impedancia aparente en relevadores de distancia ante dispositivos de nueva generación en el sistema de potencia. La compensación de las fuentes de error en el relevador de distancia permite incrementar los índices de calidad de la protección.

Se presentan las diferentes estructuras funcionales para la compensación de la impedancia aparente medida por el relevador de distancia, utilizando esquemas híbridos como Mínimos Cuadrados-Coseno y Prony-Coseno, esto con el fin de compensar el error en el estimado de la impedancia aparente ante componentes interarmónicas y subarmónicas, debido a la interconexión de dispositivos de nueva generación en el sistema eléctrico de potencia. El análisis y evaluación del relevador de distancia se realiza utilizando una característica tipo Mho, sin embargo la formulación de los esquemas de compensación presentados es general para cualquier característica.

INDICE

Dedicatoria.....	iv
Agradecimientos.....	v
Resumen.....	vi
Índice de figuras.....	xiii
Índice de tablas.....	xx
Capítulo 1. INTRODUCCIÓN	
1.1 Introducción.....	1
1.2 Hipótesis.....	2
1.3 Impacto de resultados esperados.....	3
1.4 Objetivos de la tesis.....	3
1.5 Estructura de la tesis.....	4
Capítulo 2. MODELADO DE RELEVADORES DE DISTANCIA	
2.1 Introducción.....	6
2.2 Modelo convencional del relevador de distancia.....	6
2.2.1 Esquemas de Comparación.....	7
2.2.2 Diseño de Características de Operación.....	11
2.2.3 Decisión de disparo.....	14
2.2.4 Filtros en relevadores de distancia.....	16
2.2.5 Efecto de componentes frecuenciales no filtradas en relevadores de distancia.....	20
2.3 Conclusiones del capítulo.....	21

Capítulo 3. IMPACTO DE DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS DE NUEVA GENERACIÓN EN LA OPERACIÓN DEL RELEVADOR DE DISTANCIA

3.1 Introducción.....	22
3.2 Modelo de un parque eólico (Esquema doblemente alimentado).....	23
3.3 Modelado de dispositivos FACTS (STATCOM y UPFC).....	30
3.3.1 Modelado de dispositivo FACTS (STATCOM).....	31
3.3.2 Modelado de dispositivo FACTS (UPFC).....	38
3.4 Modelado de dispositivo de Compensación Serie.....	45
3.5 Evaluación de evento de falla real I (Eólica LVD).....	54
3.6 Evaluación de evento de falla real II (Compensación Serie).....	56
3.7 Conclusiones del capítulo.....	58

Capítulo 4. MÉTODOS DE FILTRADO DE LAS SEÑALES DE ENTRADA DE RELEVADORES DE DISTANCIA

4.1 Introducción.....	59
4.2 Filtros digitales convencionales.....	60
4.2.1 Filtro de Fourier	60
A. Respuesta del Filtro Fourier.....	62
4.2.2 Filtro Coseno.....	64
A. Respuesta del Filtro Coseno.....	65
4.3 El método de Mínimos Cuadrados.....	67
4.3.1 Fundamentos del método de mínimos cuadrados.....	67
A. Respuesta del Método Mínimos Cuadrados.....	70
4.4 El método de Prony.....	73
4.4.1 Fundamentos del método de Prony.....	73

A. Respuesta del Método Prony.....	77
4.5 Conclusiones del capítulo.....	80
Capítulo 5. FILTROS DIGITALES PROPUESTOS PARA RELEVADORES DE DISTANCIA	
5.1 Introducción.....	81
5.2 Método propuesto utilizando Mínimos Cuadrados.....	82
5.2.1 Filtro híbrido MC-Coseno (Caso MC1).....	84
A. Formulación.....	84
B. Evaluación.....	85
5.2.2 Filtro propuesto MC (Caso MC2).....	88
A. Formulación.....	88
B. Evaluación.....	89
5.3 Método propuesto utilizando Prony.....	90
5.3.1 Filtro híbrido Prony-Coseno (Caso PC1).....	91
A. Formulación.....	92
B. Evaluación.....	93
5.3.2 Filtro propuesto Prony (Caso PC2).....	95
A. Formulación.....	95
B. Evaluación.....	96
5.4 Conclusiones del capítulo.....	98
Capítulo 6. EVALUACIÓN FUNCIONAL DE FILTROS HÍBRIDOS PROPUESTOS EN RELEVADORES DE DISTANCIA	
6.1 Introducción.....	99
6.2 Eventos de falla simulados en Matlab/Simulink	100
6.2.1 Evento de falla simulado	100

A. Evaluación (Caso MC1 y MC2).....	100
B. Evaluación (Caso PC1 y PC2).....	104
C. Impacto y reducción del error de estimación en la característica de operación (Mho)...	108
6.2.2 Impacto y reducción del error de estimación ante dispositivos de nueva generación ...	111
A. Compensación del error en alcance (Sistema Central Eólica).....	111
B. Compensación del error en alcance (Sistema STATCOM).....	112
C. Compensación del error en alcance (Sistema UPFC).....	114
D. Compensación del error en alcance (Sistema Compensación Serie).....	115
6.3 Evento de falla simulado en ATP.....	116
A. Evaluación (Caso MC1 y MC2).....	118
B. Evaluación (Caso PC1 y PC2).....	121
C. Impacto y reducción del error de estimación en la característica de operación (Mho)...	123
6.4 Eventos de falla reales.....	126
A. Compensación del error en alcance (Evento de falla real I).....	126
B. Compensación del error en alcance (Evento de falla real II).....	128
6.5 Conclusiones del capítulo.....	130
 Capítulo 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
7.1 Introducción.....	132
7.2 Conclusiones generales.....	133
7.3 Aportaciones del trabajo de investigación.....	134
7.4 Recomendaciones para trabajos futuros.....	134
Referencias.....	136
Apéndice A.....	139

Apéndice B.....	149
Apéndice C.....	162

INDICE DE FIGURAS

No. de Fig.	Descripción	Página
2.1	Representación esquemática del comparador de fase y el comparador de amplitud.....	8
2.2	Condición de operación para un esquema de comparación de amplitud. a) Órgano de máxima, b) Órgano de mínima.....	8
2.3	Condición de operación para un esquema de comparación de fase. a) Órgano de máxima, b) Órgano de mínima.....	9
2.4	Esquema de protección de distancia típico para un conjunto de relevadores de fase y tierra.....	9
2.5	Características de operación del relevador de distancia. a) Característica tipo Mho. b) Característica tipo cuadrilateral utilizando 3 comparadores de fase, un comparador tipo direccional y dos tipo reactancia...12	
2.6	Lugar geométrico de la comparación de las señales de operación y polarización $k = (Z_r - a)/(Z_r - b)$	13
2.7	Característica de operación tipo Mho (Frecuencias filtradas).....	13
2.8	Característica de operación híbrida utilizando 3 comparadores de fase. a) Estructura lógica de la característica híbrida. b) Característica híbrida (línea marcada) formada por 3 comparadores.....	14
2.9	Decisión de disparo para una trayectoria de impedancia de un evento de falla. a) Modo RESET. b) Modo DECREMENTAL.....	15
2.10	Diagrama funcional de un relevador de distancia.....	16
2.11	Estructura para el procesamiento de las señales para propósitos de protección.....	17
2.12	Respuestas a la frecuencia de filtros analógicos.....	17
2.13	Respuesta a la frecuencia de filtros digitales utilizados en relevadores de distancia.....	18
2.14	Comparación de trayectorias de impedancia utilizando el filtro Fourier y Coseno.....	19
2.15	Característica de operación tipo Mho distorsionada.....	21
3.1	Estructura del modelo general del esquema doblemente alimentado (DFIG).....	23
3.2	Estructura del modelo para análisis de sistemas de protección del esquema doblemente alimentado (DFIG).....	25

3.3 Sistema de prueba para el modelo general y simplificado utilizando el esquema DFIG.....	26
3.4 Potencia activa y reactiva de una central eólica ante una falla bifásica en la línea de transmisión (Esquema completo y simplificado).....	27
3.5 Señales de voltaje y corriente medidas en nodo B.....	28
3.6 Espectro en frecuencia de señales de voltaje (V_{ab}) y corriente (I_c) medidas en falla.....	29
3.7. Característica de operación dinámica tipo Mho (Sistema Central Eólica).	
a) Vista lateral indicando etapas de transición. b) Período de falla.....	30
3.8. Sistema de 3 nodos donde se ubica el STATCOM al 50% de la línea de transmisión.....	31
3.9. Error en la medición debido al impacto del STATCOM así como el efecto de la resistencia de falla ante una característica tipo MHO	34
3.10. Sistema de prueba utilizando el STATCOM.....	35
3.11. Señales de voltaje y corriente medidas en nodo B2.....	35
3.12. Espectro en frecuencia de señales de voltaje (V_r) y corriente (I_r) medidas en nodo B2 durante falla.....	36
3.13. Característica de operación dinámica tipo Mho (Sistema STATCOM).	
a) Vista lateral indicando etapas de transición. b) Período de falla.....	37
3.14. Sistema de 4 nodos donde se ubica el UPFC al 50% de la línea de transmisión.....	38
3.15. a) Error en la medición debido al impacto del UPFC así como el efecto de la resistencia de falla ante una característica tipo MHO. b) Acercamiento de a).....	42
3.16. Sistema de prueba utilizando el UPFC.....	43
3.17. Señales de voltaje y corriente medidas en nodo B5.....	43
3.18. Espectro en frecuencia de señales de voltaje (V_r) y corriente (I_r) medidas en nodo B5 durante falla.....	44
3.19. Característica de operación dinámica tipo Mho (Sistema UPFC).	
a) Vista lateral indicando etapas de transición. b) Período de falla.....	45
3.20. Esquema del compensador serie.....	47
3.21. Modelo del Compensador Serie en el sistema de potencia.....	47
3.22. Sistema de potencia considerando compensación serie en la línea de transmisión.....	48

3.23. Sobrealcance del relevador de distancia debido a la compensación serie.....	49
3.24. Trayectoria de impedancia aparente del relevador en el sistema. a) Con compensador serie. b) Sin compensador serie	49
3.25. Sistema de prueba utilizando el Compensador Serie.....	50
3.26. Señales de voltaje y corriente medidas en nodo B1.....	51
3.27. Espectro en frecuencia de señales de voltaje (V_r) y corriente (I_r) medidas en bus de envío B1 durante falla en la línea.....	51
3.28. Característica de operación dinámica tipo Mho (Sistema Compensación Serie). a) Vista lateral indicando etapas de transición. b) Período de falla.....	53
3.29. Señales de voltaje y corriente registradas (Evento de Falla Eólica LVD CFE).....	54
3.30. Trayectoria de impedancia aparente estimada (Evento de Falla Eólica LVD CFE).....	54
3.31. Característica de operación dinámica tipo Mho (Evento de Falla LVD CFE). a) Vista lateral indicando etapas de transición. b) Período de falla.....	55
3.32. Señales de voltaje y corriente registradas (Evento de Falla Comp. Serie ERLPhase).....	56
3.33. Trayectoria de impedancia aparente estimada (Evento de Falla Comp. Serie ERLPhase). 56	
3.34. Característica de operación dinámica tipo Mho (Evento de Falla Comp. Serie ERLPhase) a) Vista lateral indicando etapas de transición. b) Período de falla.....	57
4.1 Señales de prueba generadas con frecuencias en falla 60 Hz, 48Hz y 72Hz. a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.....	62
4.2. Señal de fundamental estimada utilizando Filtro Fourier (FF) y señal fundamental real. a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.....	63
4.3. Fasores de componente fundamental estimada utilizando Filtro Fourier. a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.....	63
4.4. Error cuadrático medio del Filtro Fourier por ventana.....	64
4.5. Señal de fundamental estimada utilizando Filtro Coseno (FC) y señal fundamental real. a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.....	65
4.6. Fasores de componente fundamental estimada utilizando Filtro Coseno. a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.....	66
4.7. Error cuadrático medio del Filtro Coseno por ventana.....	66

4.8. Diagrama de flujo del método de estimación Mínimos Cuadrados (MC).....	69
4.9. Señal de fundamental estimada utilizando Mínimos Cuadrados (MC) y señal fundamental real. a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.....	71
4.10. Fasores estimados de la componente fundamental utilizando Mínimos Cuadrados con frecuencias en falla 60 Hz, 48Hz y 72Hz. a) Señal de tensión. b) Señal de corriente..	72
4.11. Error cuadrático medio del estimado de Mínimos Cuadrados por ventana.....	72
4.12. Diagrama de flujo del método de estimación de parámetros Prony.....	76
4.13. Señal de fundamental estimada utilizando Prony y señal fundamental real. a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.....	77
4.14. Fasores de componente fundamental estimada utilizando Prony. a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.....	79
4.15. Error cuadrático medio del estimado de parámetros de Prony por ventana.....	79
5.1. Diagrama funcional propuesto utilizando el método de estimación de Mínimos Cuadrados.....	82
5.2. Respuesta a la frecuencia de filtros digitales Fourier y Coseno.....	83
5.3. Diagrama funcional propuesto para el <i>Caso MC1</i> del filtro híbrido MC-Coseno.....	84
5.4. Amplitud y ángulo de fase estimados de la componente fundamental de las señales de prueba (MC-Coseno Caso MC1). a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.....	86
5.5. Plano de comparación de fase (Caso MC1).....	87
5.6. Diagrama funcional propuesto para el <i>Caso MC2</i> del filtro propuesto MC.....	88
5.7. Amplitud y ángulo de fase estimados de la componente fundamental de las señales de prueba (Caso MC2). a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.....	89
5.8. Plano de comparación de fase (Caso MC2).....	90
5.9. Diagrama funcional propuesto utilizando el método de estimación de parámetros de Prony.....	91
5.10. Diagrama funcional propuesto para el <i>Caso PC1</i> del filtro híbrido Prony-Coseno.....	92
5.11. Amplitud y ángulo de fase estimados de la componente fundamental de las señales de prueba (Caso PC1). a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.....	93

5.12. Plano de comparación de fase (Caso PC1).....	94
5.13. Diagrama funcional propuesto para el <i>Caso PC2</i> del filtro propuesto Prony.....	95
5.14. Amplitud y ángulo de fase estimados de la componente fundamental de las señales de prueba (Caso PC2). a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.....	96
5.15. Plano de comparación de fase (Caso PC2).....	97
6.1. Trayectorias de impedancia estimadas (Comparación MC1 y MC2).....	101
6.2. Plano de comparación Z (Comparación MC1 y MC2).....	102
6.3. Porcentaje de error de Z estimada (Comparación MC1 y MC2).....	103
6.4. Trayectorias de impedancia estimadas (Comparación PC1 y PC2).....	105
6.5. Plano de comparación Z (Comparación PC1 y PC2).....	106
6.6. Porcentaje de error de Z estimada (Comparación PC1 y PC2).....	107
6.7. Característica de operación dinámica tipo Mho (Evento de falla simulado). a) Vista completa. b) Vista lateral indicando etapas de transición.....	109
6.8. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla utilizando Filtro Coseno (Evento de falla simulado).....	110
6.9. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Evento de falla simulado). a) Caso MC1. b) Caso MC2.....	110
6.10. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Evento de falla simulado). a) Caso PC1. b) Caso PC2.....	111
6.11. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Sistema Central Eólica). a) Caso MC1. b) Caso MC2.....	112
6.12. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Sistema Central Eólica). a) Caso PC1. b) Caso PC2.....	112
6.13. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Sistema STATCOM). a) Caso MC1. b) Caso MC2.....	113
6.14. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Sistema STATCOM). a) Caso PC1. b) Caso PC2.....	113
6.15. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Sistema UPFC). a) Caso MC1. b) Caso MC2.....	114

6.16. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Sistema UPFC). a) Caso PC1. b) Caso PC2.....	114
6.17. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Sistema Compensación Serie). a) Caso MC1. b) Caso MC2.....	115
6.18. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Sistema Compensación Serie). a) Caso PC1. b) Caso PC2.....	115
6.19. Sistema de potencia con compensación serie en ATP.....	116
6.20. Señales de prueba en ATP. a) Señales de tensión. b) Señales de corriente.....	117
6.21. Señales de prueba en ATP. a) Señal de tensión V_r . b) Señal de corriente I_r	117
6.22. Amplitud y ángulo de fase estimados de la componente fundamental de las señales de prueba en ATP (MC1 y MC2). a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.....	118
6.23. Plano de comparación Z sistema simulado en ATP (Comparación MC1 y MC2).....	119
6.24. Plano de comparación de fase en ATP (Comparación MC1 y MC2).....	120
6.25. Amplitud y ángulo de fase estimados de la componente fundamental de las señales de prueba en ATP (PC1 y PC2). a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.....	121
6.26. Plano de comparación Z del evento de falla en ATP (Comparación PC1 y PC2).....	122
6.27. Plano de comparación de fase del evento de falla en ATP (Comparación PC1 y PC2).....	122
6.28. Característica de operación dinámica tipo Mho (Evento de falla en ATP). a) Vista completa. b) Vista lateral indicando etapas de transición.....	124
6.29. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla utilizando Filtro Coseno (Evento de falla en ATP).....	125
6.30. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Evento de falla en ATP). a) Caso MC1. b) Caso MC2.....	125
6.31. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Evento de falla en ATP). a) Caso PC1. b) Caso PC2.....	126
6.32. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Evento de falla real I). a) Caso MC1. b) Caso MC2.....	127
6.33. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Evento de falla real I). a) Caso PC1. b) Caso PC2.....	127

6.34. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Evento de falla real II). a) Caso MC1. b) Caso MC2.....	128
6.35. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Evento de falla real II). a) Caso PC1. b) Caso PC2.....	128

INDICE DE TABLAS

No. de Tabla	Descripción	Página
2.1	Señales eléctricas de entrada de unidades de fase y tierra.....	9
2.2.	Señales de comparación (Comparador de amplitud).....	10
2.3	Señales de comparación (Comparador de fase).....	10
3.1	Parámetros del sistema.....	27
3.2	Frecuencias dominantes de la señal de voltaje (Bus Eólica).....	29
3.3	Frecuencias dominantes de la señal de corriente (Bus Eólica).....	29
3.4	Condiciones iniciales del sistema maquina-barra infinita incluyendo un STATCOM en el sistema.....	33
3.5	Frecuencias dominantes de la señal de voltaje (Nodo B2).....	36
3.6	Frecuencias dominantes de la señal de corriente (Nodo B2).....	36
3.7	Condiciones iniciales del sistema maquina-barra infinita incluyendo un UPFC en el sistema.....	41
3.8	Frecuencias dominantes de la señal de voltaje (Nodo B5).....	44
3.9	Frecuencias dominantes de la señal de corriente (Nodo B5).....	44
3.10	Frecuencias dominantes de la señal de voltaje (Bus de envío B1).....	52
3.11	Frecuencias dominantes de la señal de corriente (Bus de envío B1).....	52
3.12	Porcentaje de error de eventos de falla.....	58
4.1	Coeficientes estimados de la señal de corriente.....	70
4.2	Fasores estimados de la señal de corriente.....	71
4.3	Armónicos dominantes estimados (ADE) de la señal de prueba de tensión con frecuencias en falla 60, 48 y 72Hz.....	78
4.4	Armónicos dominantes estimados (ADE) de la señal de prueba de corriente con frecuencias en falla 60, 48 y 72Hz.....	78

6.1 Porcentaje de error en Z estimada en etapa transitoria, período de falla y tiempo de estimación utilizando una ventana de un ciclo (Caso MC1 y MC2).....	104
6.2 Tiempo de detección de la falla del relevador de distancia utilizando señales simuladas(Caso MC1 y MC2).....	104
6.3 Porcentaje de error en Z estimada en etapa transitoria, período de falla y tiempo de estimación utilizando una ventana de un ciclo (Caso PC1 y PC2).....	108
6.4 Tiempo de detección de la falla del relevador de distancia utilizando señales simuladas (Caso PC1 y PC2).....	108
6.5 Tiempo de detección de la falla del relevador de distancia ubicado en el sistema de prueba Central Eólica. (MC1, MC2, PC1 y PC2).....	112
6.6 Tiempo de detección de la falla del relevador de distancia ubicado en el sistema de prueba STATCOM. (MC1, MC2, PC1 y PC2).....	113
6.7 Tiempo de detección de la falla del relevador de distancia ubicado en el sistema de prueba UPFC. (MC1, MC2, PC1 y PC2).....	114
6.8 Tiempo de detección de la falla del relevador de distancia ubicado en el sistema de prueba Compensación Serie. (MC1, MC2, PC1 y PC2).....	116
6.9 Datos del sistema en ATP.....	116
6.10 Tiempo de detección de la falla del relevador de distancia ubicado en el sistema de prueba en ATP (Caso MC1 y MC2).....	120
6.11 Tiempo de detección de la falla del relevador de distancia ubicado en el sistema de prueba en ATP (Caso PC1 y PC2).....	123
6.12 Tiempo de detección de la falla del relevador de distancia ubicado en el evento de falla real I. (MC1, MC2, PC1 y PC2).....	127
6.13 Tiempo de detección de la falla del relevador de distancia ubicado en el evento de falla real II. (MC1, MC2, PC1 y PC2).....	129
6.14 Porcentajes de error de eventos de falla simulados.....	129
6.15 Porcentajes de error de eventos de falla reales.....	129

Capítulo 1

Introducción

1.1 INTRODUCCIÓN

Debido a la creciente demanda de los sistemas eléctricos de potencia, se han desarrollado estrategias encaminadas a la reducción de la cargabilidad en líneas de transmisión evitando el congestionamiento de redes. Buscando aminorar la potencia transmitida se han desarrollado tecnologías de generación a baja escala, cercanas a los centros de consumo y conectadas a redes de baja tensión. Estas fuentes distribuidas generalmente utilizan recursos renovables para su funcionamiento. Entre ellos la generación eólica se ha extendido a redes de transmisión, teniendo granjas eólicas de una producción de más de 100 MW en el sur del país. Otra alternativa es el uso de dispositivos FACTS (*Flexible Altern Current Transmission Systems*), destinados a incrementar la capacidad de transferencia de energía utilizando convertidores de potencia que por medio de control angular de las señales eléctricas modifican la impedancia de las líneas de transmisión. Por último la conexión en serie de elementos capacitivos en la red eléctrica permiten la reducción sustancial de la impedancia serie, permitiendo el incremento de la potencia transferida y mejorando la estabilidad transitoria de la red [2-4][9,11,27].

El avance tecnológico de fuentes alternas de energía renovable como las centrales de generación eólica, utilizadas para el suministro de energía para determinados bloques de carga (Generación distribuida), ha permitido que sean interconectadas con el sistema de potencia con el fin de reducir las emisiones de CO₂ a causa de la operación de centrales de generación de combustibles fósiles [1]. La principal dificultad que se presenta al interconectar un parque eólico con el sistema de potencia es, que debido a la variación del viento, la generación de energía es variable [7,8] presentándose fluctuaciones en el voltaje y la frecuencia debido a la variación de velocidad. Estas fluctuaciones han sido minimizadas por los sistemas de control utilizados en conjunto con elementos de electrónica de potencia en cada unidad de generación de un parque eólico, como el esquema doblemente alimentado (DFIG) que utiliza un convertidor *back to back* para controlar la potencia activa y reactiva generada por la turbina eólica [3]. Existen diferentes condiciones operativas para las centrales eólicas que son

interconectadas con el sistema de potencia, por ejemplo, si una central eólica tiene la capacidad de compensar reactivos durante una condición de falla en la red, esta condición dinámica en la operación puede comprometer la operación del sistema de potencia debido a los cambios de topología en la red. Las condiciones dinámicas de operación del parque eólico también afectan al sistema de protección; la central eólica es vista por los relevadores como una fuente intermedia (*Infeed*) altamente dinámica. Es conveniente realizar estudios que muestren el comportamiento del sistema de potencia con la interconexión de parques eólicos y el desempeño de los sistemas de protección [2,3,5,6].

Los dispositivos FACTS optimizan la transmisión de energía a través de las líneas de transmisión; el dispositivo FACTS más utilizado es el STATCOM (*Static Synchronous Shunt Compensator*) que controla la regulación de voltaje, el UPFC (*Unified Power Flow Controller*) mejora la capacidad de transferencia de energía y la estabilidad del sistema de potencia. El relevador de distancia ve estos dispositivos como una fuente de error, presentando un error en la medición de la impedancia aparente [9]. Los compensadores tipo serie son utilizados para reducir la distancia eléctrica entre nodos, aunque en redes de transmisión pueden provocar sobrevoltajes transitorios en el SEP. Al ocurrir una falla en una línea con compensación serie el relevador presenta un error en la medición de la impedancia aparente presentando un sobrealcance en la medición [26].

1.2 HIPOTESIS

Además de los errores en la estimación de impedancia aparente en un relevador de distancia debido a la presencia de los elementos descritos; en la presente tesis se demostrará que estos elementos son generadores de componentes frecuenciales no síncronas, y que el efecto de dichas componentes frecuenciales afectan la estimación de impedancia aparente medida por el relevador de distancia, afectando su alcance y tiempo de operación. El uso de alternativas de filtrado digital basados en Mínimos Cuadrados y Prony para obtener los fasores de voltaje y corriente de la componente fundamental permiten minimizar el error de la impedancia medida por el relevador de distancia con señales contaminadas con componentes subarmónicas e interarmónicas generadas por elementos de la red que utilizan electrónica de potencia.

1.3 IMPACTO DE RESULTADOS ESPERADOS

La compensación de las fuentes de error en el relevador de distancia permite incrementar los índices de calidad de la protección. Mediante modificaciones en las señales eléctricas de entrada en la operación del relevador es posible compensar el error introducido por centrales eólicas, los dispositivos FACTS y compensadores serie. La presencia de estos dispositivos en el sistema eléctrico de potencia afecta la operación de los relevadores de distancia, debido a las componentes frecuenciales que no son filtradas por los filtros digitales convencionales (interarmónicos y subarmónicos), como es el Filtro Fourier y el Filtro Coseno.

1.4 OBJETIVOS DE LA TESIS

El presente trabajo aborda el impacto en la operación del relevador de distancia de los dispositivos UPFC, STATCOM, compensador serie y centrales eólicas. Se requiere obtener una solución para la compensación del error de impedancia aparente medida por el relevador de distancia ante componentes frecuenciales que los filtros digitales como Fourier y Coseno no pueden filtrar presentando un error en el estimado de la componente fundamental. Se evalúan diferentes métodos de estimación de parámetros para el desarrollo de nuevas técnicas de filtrado digital para aplicación en relevadores de distancia.

La metodología utilizada en este trabajo es:

- Diseñar un algoritmo que emule la operación del relevador para la evaluación de operación utilizando registros de eventos de falla.
- Caracterizar el error en el estimado de los fasores de componente fundamental debido a dispositivos de electrónica de potencia (FACTS, compensador serie, centrales eólicas).
- Establecer un modelo de central eólica para análisis de desempeño de operación de sistemas de protección.
- Evaluar métodos de estimación de parámetros para su implementación como filtros digitales en sistemas de protección.

- Presentar las posibles soluciones al problema del error en la impedancia aparente estimada por el relevador debido a componentes frecuenciales no filtradas por los filtros digitales convencionales como el filtro Fourier y Coseno utilizados en relevadores de protección digitales.
- Validar los filtros digitales propuestos utilizando señales generadas y señales de sistemas de potencia utilizando herramientas de simulación (ATP/EMTP®).

1.5 ESTRUCTURA DE LA TESIS

La tesis esta estructurada en siete capítulos. En el capítulo uno se presenta la introducción general, se elaboran las ideas preliminares, y se presenta la problemática de la operación del relevador de distancia para su correspondiente evaluación, caracterización y solución, así como los objetivos principales de este trabajo de tesis.

En el capítulo dos se presentan las consideraciones para el diseño de relevadores de distancia, tipos de comparadores, herramientas para el análisis de la protección de distancia, los tipos de características de operación del relevador de distancia y los criterios de decisión de disparo. Se presenta el modelo completo del relevador de distancia ante componentes frecuenciales no filtradas por los filtros digitales.

En el capítulo tres se presenta la caracterización del problema en la detección de la falla ante componentes frecuenciales no filtradas por los filtros digitales convencionales utilizados en relevadores de protección, así como el modelado de dispositivos de electrónica de potencia y de compensación que generan estas componentes frecuenciales.

En el capítulo cuatro se presentan los métodos de estimación de parámetros a evaluar (Fourier, Coseno, Mínimos Cuadrados y Prony) para la identificación de señales de entrada y se realiza una evaluación utilizando señales eléctricas de prueba con componentes frecuenciales de tipo interarmónico y subarmónico, con el fin de evaluar la calidad en el estimado de los parámetros para su implementación como filtros digitales.

En el capítulo cinco se presenta la formulación de diferentes arquitecturas de filtros digitales híbridos propuestos para su implementación en relevadores de protección, también se realiza una evaluación de las diferentes arquitecturas con señales generadas realizando una comparación del estimado de los parámetros de la componente fundamental. Se presentan las posibles soluciones para compensar el error en el estimado de la impedancia aparente.

En el capítulo seis se realiza la evaluación funcional de los filtros digitales híbridos propuestos en función a los fasores estimados de componente fundamental, el ángulo de fase determinado a partir de las señales de comparación (Comparador de Fase), trayectoria de impedancia aparente estimada, la característica de operación (Mho) y los tiempos de detección de la falla.

En el capítulo siete se presentan conclusiones generales acerca del trabajo de tesis desarrollado, también se hacen observaciones sobre las consideraciones en los filtros digitales híbridos propuestos y las observaciones ante los resultados obtenidos en el presente trabajo de tesis. Se establecen las aportaciones de este trabajo y las contribuciones principales logradas en el mismo y se lista una serie de recomendaciones para trabajos futuros.

Capítulo 2

Modelado de relevadores de distancia

2.1 INTRODUCCIÓN

La protección de distancia es aquella que tiene selectividad relativa, que tiene direccionalidad y que se logra con relevadores de distancia, los cuales son órganos de medición de dos señales de entrada (y en ocasiones más de dos) que responden a la relación del voltaje V_r y la corriente I_r . La evaluación del desempeño de un relevador de distancia esta en función de la capacidad para la detección de fallas dentro de su zona de protección, para esto el relevador es ajustado en base a la impedancia de la línea.

El cociente de voltaje y corriente no representa la medición de impedancia correcta a la falla, ya que la impedancia medida por el relevador (impedancia aparente) esta dada por la ubicación del relevador hasta el punto de falla más los factores que afectan la medición de impedancia [11]. El efecto por la resistencia de falla y el factor de amplificación debido al flujo de potencia en la línea son las principales fuentes de error. Estos errores en la medición se pueden observar al evaluar el efecto de resistencia de falla en la característica de operación de un relevador de distancia, esta evaluación se realiza en el capítulo 3.

En el presente capítulo se presentan los aspectos de diseño y operación del relevador de distancia, la obtención y evaluación de las diferentes características de operación representadas en el plano complejo impedancia. Las características son diseñadas a partir de comparadores de fase obteniendo características de operación básicas y características híbridas [13].

2.2 MODELO CONVENCIONAL DEL RELEVADOR DE DISTANCIA

El relevador de distancia (Relevador 21) basa su principio de operación en la verificación de umbrales de las señales de comparación formadas de las señales eléctricas provenientes de los transformadores de instrumento.

2.2.1 Esquemas de Comparación

Los órganos de medición son los encargados de convertir las señales eléctricas en señales de comparación y son de vital importancia en los relevadores de protección, ya que a partir de las señales eléctricas provenientes de los transformadores de instrumento se define la característica de operación del relevador, la cual establecerá la capacidad de detección de falla y seguridad para tolerar condiciones normales del sistema [13].

La verificación de la condición de operación se realiza en el comparador de fase o comparador de amplitud [13]. Las señales de entrada de los órganos de medición en general toman la siguiente forma:

$$\begin{aligned}\bar{S}_1 \text{ ó } \bar{S}_O &= k_1 \angle \alpha_1 \cdot V_r \angle 0^\circ + Z_{R1} \angle \theta_1 \cdot I_r \angle -\phi_r \\ \bar{S}_2 \text{ ó } \bar{S}_R &= k_2 \angle \alpha_2 \cdot V_r \angle 0^\circ + Z_{R2} \angle \theta_2 \cdot I_r \angle -\phi_r\end{aligned}\quad (2.1)$$

donde \bar{S}_1 y \bar{S}_2 son las señales de entrada para un comparador de fase, \bar{S}_O y \bar{S}_R son las señales de entrada para un comparador de amplitud, \bar{k}_1 y \bar{k}_2 son constantes de diseño, \bar{Z}_{R1} es la impedancia replica de la línea y \bar{Z}_{R2} es la impedancia que en producto con la \bar{I}_r resulta en un voltaje de polarización. \bar{I}_r y \bar{V}_r son las señales eléctricas de entrada las cuales se actualizan en dependencia de la frecuencia de muestreo y el desplazamiento de la ventana de datos.

En la Figura 2.1 se muestran los dos tipos de comparadores que se utilizan en el diseño del relevador de distancia, el comparador de amplitud es un dispositivo cuya operación es determinada por la comparación de las dos señales \bar{S}_O y \bar{S}_R (señal de operación y polarización), cuando se cumpla la siguiente relación $|\bar{S}_O| > |\bar{S}_R|$ el relevador entrará en operación, y el límite de operación esta establecido por $|\bar{S}_O| = |\bar{S}_R|$. El comparador de fase realiza una comparación de las señales de operación \bar{S}_1 y polarización \bar{S}_2 ($\beta = \arg(\bar{S}_1 / \bar{S}_2)$). Cuando β se encuentre dentro de los límites de β_1 y β_2 ($-\beta_1 < \beta < \beta_2$), el relevador entrará en operación.

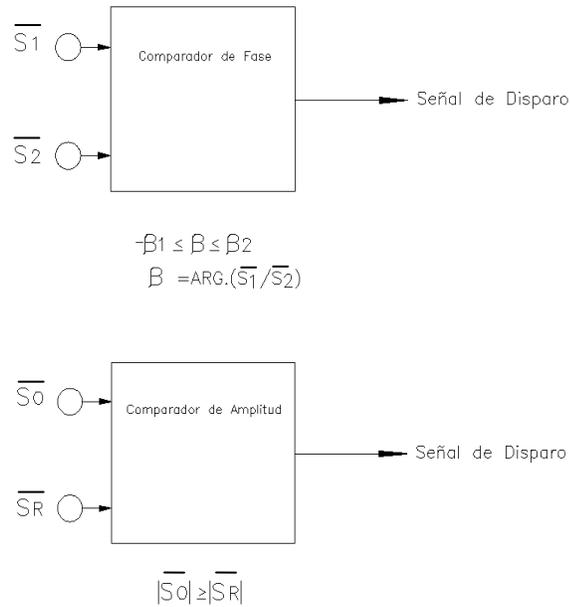


Figura 2.1. Representación esquemática del comparador de fase y el comparador de amplitud.

En el comparador de amplitud (ver Figura 2.2) se ignora el ángulo de fase de las señales, únicamente con la relación de la magnitud de las señales de operación (\bar{S}_O) y restricción (\bar{S}_R) se realiza la comparación de las señales para determinar la condición de operación.

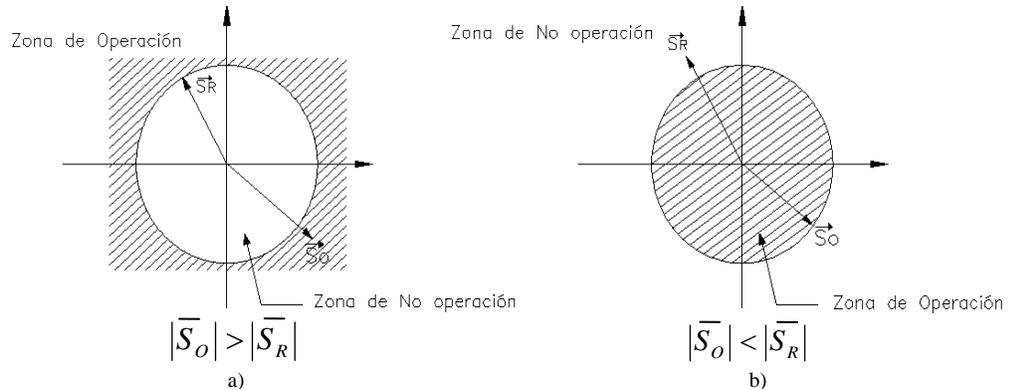


Figura 2.2. Condición de operación para un esquema de comparación de amplitud.
 a) Órgano de máxima, b) Órgano de mínima.

El comparador de fase responde al desfaseamiento del ángulo β entre las señales de entrada \bar{S}_1 y \bar{S}_2 ; cuando \bar{S}_1 este en adelante con respecto a \bar{S}_2 se tendrán valores positivos de β . La operación del relevador es independiente de las amplitudes de \bar{S}_1 y \bar{S}_2 , esto quiere decir que se ignora el valor de las amplitudes y se considera únicamente el ángulo de fase. La zona de operación es la comprendida entre ambos segmentos de recta que representan las señales de \bar{S}_1 y \bar{S}_2 (ver Figura 2.3).

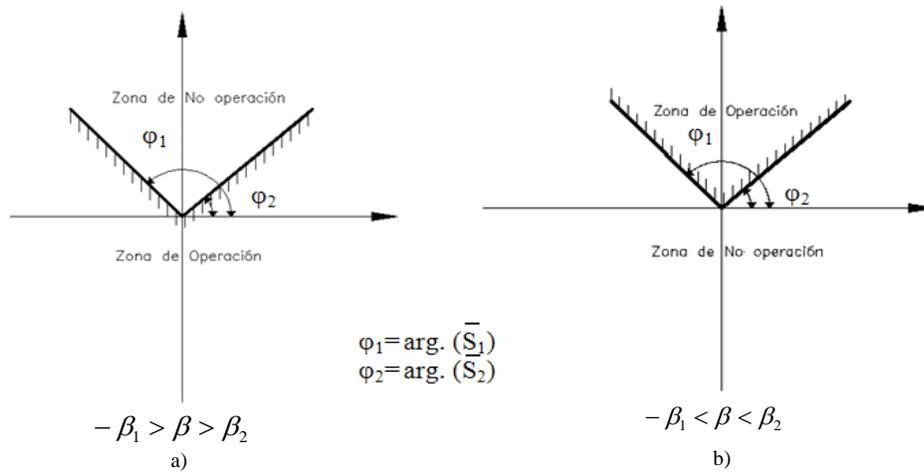


Figura 2.3. Condición de operación para un esquema de comparación de fase.
 a) Órgano de máxima, b) Órgano de mínima.

Los límites angulares β_1 y β_2 del comparador de fase se conocen como ángulos coincidentes, donde el límite de operación es $\beta_1 = \beta_2$.

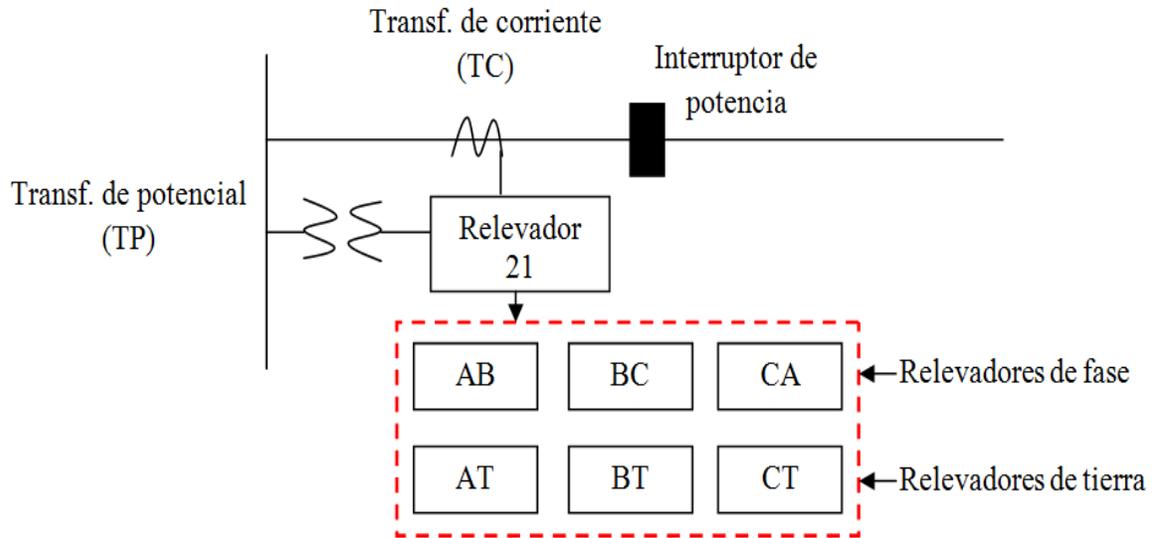


Figura 2.4. Esquema de protección de distancia típico para un conjunto de relevadores de fase y tierra.

El relevador de distancia cuenta con 6 unidades para la detección de una condición de falla, 3 relevadores de fase y 3 relevadores de tierra (ver Figura 2.4), los relevadores de fase son requeridos para la detección de fallas entre fases y los relevadores de tierra para fallas de fase a tierra, por lo que un aspecto importante en el diseño de relevadores de distancia es utilizar los valores correctos de \bar{I}_r y \bar{V}_r , por lo que en la Tabla 2.1 se presentan las señales eléctricas de entrada que corresponden para cada unidad del relevador de distancia:

Tabla 2.1 Señales eléctricas de entrada de unidades de fase y tierra

Unidad	Voltaje (V_r)	Corriente (I_r)
Fase		
(AB)	$V_{an}-V_{bn}$	I_a-I_b
(BC)	$V_{bn}-V_{cn}$	I_b-I_c
(CA)	$V_{cn}-V_{an}$	I_c-I_a
Tierra		
(AT)	V_{an}	$I_a+k_0*I_0$
(BT)	V_{bn}	$I_b+k_0*I_0$
(CT)	V_{cn}	$I_c+k_0*I_0$

Por lo tanto, para un elemento de fase (BC) con una señal de voltaje de $V_r = (V_{bn}-V_{cn})$ y una corriente $I_r = (I_b-I_c)$, esto asegura una medición adecuada de la ubicación de la falla. En el caso de los relevadores de tierra es necesario una compensación de la señal de corriente para fallas a tierra [12], esto es necesario debido a que la impedancia de secuencia cero (Z_{L0}) de la línea difiere del valor de la impedancia de secuencia positiva de la misma (Z_L). El valor de la corriente compensada es obtenida utilizando el factor de compensación k_0 multiplicado por el valor de la corriente de secuencia cero (I_0):

$$k_0 = \frac{\left(\frac{Z_{L0}}{Z_L} - 1 \right)}{3} \quad (2.2)$$

En las Tabla 2.2 y 2.3 se presentan las señales de comparación para distintos tipos de características de operación y esquema de comparación (amplitud y fase).

Tabla 2.2. Señales de comparación (Comparador de amplitud).

Tipo de característica	\bar{S}_O	\bar{S}_R
Direccional	$Z_{R1} \angle \theta_1 \cdot I_r \angle -\phi_r - V_r \angle 0^\circ$	$Z_{R2} \angle \theta_2 \cdot I_r \angle -\phi_r + V_r \angle 0^\circ$
Impedancia	$Z_{R1} \angle \theta_1 \cdot I_r \angle -\phi_r$	$V_r \angle 0^\circ$
Mho	$Z_{R1} \angle \theta_1 \cdot I_r \angle -\phi_r$	$2V_r \angle 0^\circ - Z_{R2} \angle \theta_2 \cdot I_r \angle -\phi_r$
Mho desplazado	$Z_{R1} \angle \theta_1 \cdot I_r \angle -\phi_r - Z_d \angle \theta_d \cdot I_r \angle -\phi_r$	$2V_r \angle 0^\circ - Z_{R2} \angle \theta_2 \cdot I_r \angle -\phi_r - Z_d \angle \theta_d \cdot I_r \angle -\phi_r$
Impedancia ángulo	$2Z_{R1} \angle \theta_1 \cdot I_r \angle -\phi_r - V_r \angle 0^\circ$	$V_r \angle 0^\circ$

Tabla 2.3. Señales de comparación (Comparador de fase).

Tipo de característica	\bar{S}_1	\bar{S}_2
Direccional	$Z_{R1} \angle \theta_1 \cdot I_r \angle -\phi_r$	$V_r \angle 0^\circ$
Impedancia	$Z_{R1} \angle \theta_1 \cdot I_r \angle -\phi_r - V_r \angle 0^\circ$	$Z_{R2} \angle \theta_2 \cdot I_r \angle -\phi_r + V_r \angle 0^\circ$
Mho	$Z_{R1} \angle \theta_1 \cdot I_r \angle -\phi_r - V_r \angle 0^\circ$	$V_r \angle 0^\circ$
Mho desplazado	$Z_{R1} \angle \theta_1 \cdot I_r \angle -\phi_r - Z_d \angle \theta_d \cdot I_r \angle -\phi_r$	$V_r \angle 0^\circ - Z_d \angle \theta_d \cdot I_r \angle -\phi_r$
Impedancia ángulo	$Z_{R1} \angle \theta_1 \cdot I_r \angle -\phi_r - V_r \angle 0^\circ$	$Z_{R2} \angle \theta_2 \cdot I_r \angle -\phi_r$

En los comparadores se evalúa la amplitud ó fase de las señales de entrada, esto representa una rectificación de las señales analógicas y una transformación en valores representativos de voltaje, los factores de las corrientes en (2.1) siempre son impedancias, esta impedancia se le conoce como impedancia réplica, representa la impedancia de la línea para la señal de operación y en la señal de polarización la impedancia representará el desplazamiento de la característica fuera del origen (Mho desplazada). Las señales de comparación son una sumatoria de voltajes, esto es debido a la herencia de relevadores analógicos; sin embargo también pueden ser corrientes.

2.2.2 Diseño de Características de Operación

Las características de operación son la forma de representación gráfica de cada relevador de distancia (ver Figura 2.5). Para cada relevador de distancia se tienen diferentes constantes de diseño para definir las características de operación [Mho, Mho desplazado, impedancia,

impedancia-ángulo, direccional]. También se pueden formar características con la combinación de dos o más comparadores (características híbridas), como la tipo cuadrilateral, multilateral, elíptica, etc.

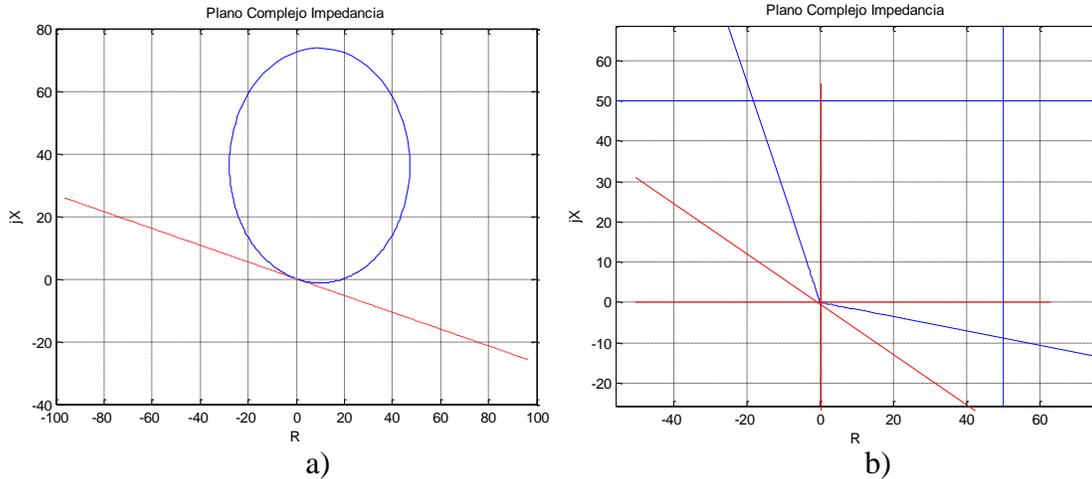


Figura 2.5. Características de operación del relevador de distancia. a) Característica tipo Mho. b) Característica tipo cuadrilateral utilizando 3 comparadores de fase, un comparador tipo direccional y dos tipo reactancia.

Tanto para el comparador de fase como el comparador de amplitud, se tiene la siguiente relación al realizar la comparación de las dos señales de operación y polarización, donde $\bar{k} = (\bar{S}_1 / \bar{S}_2) \text{ ó } (\bar{S}_O / \bar{S}_R)$:

$$\frac{\bar{Z}_r - \bar{a}}{\bar{Z}_r - \bar{b}} = \bar{k} \quad (2.3)$$

donde:

$$\bar{a} = -(Z_{R1} \angle \theta_1) / (k_1 \angle \alpha_1) \quad \bar{b} = -(Z_{R2} \angle \theta_2) / (k_2 \angle \alpha_2)$$

donde \bar{Z}_r es la impedancia vista por el relevador. En la Figura 2.5 se puede observar como es posible formar las características de operación como la tipo Mho en base a las constantes de diseño estableciendo el lugar geométrico de la comparación de las señales de operación y polarización.

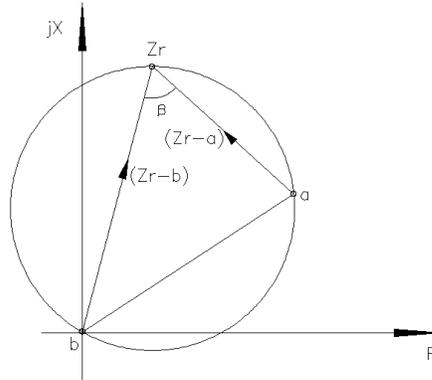


Figura 2.6. Lugar geométrico de la comparación de las señales de operación y polarización $k = (Zr-a)/(Zr-b)$.

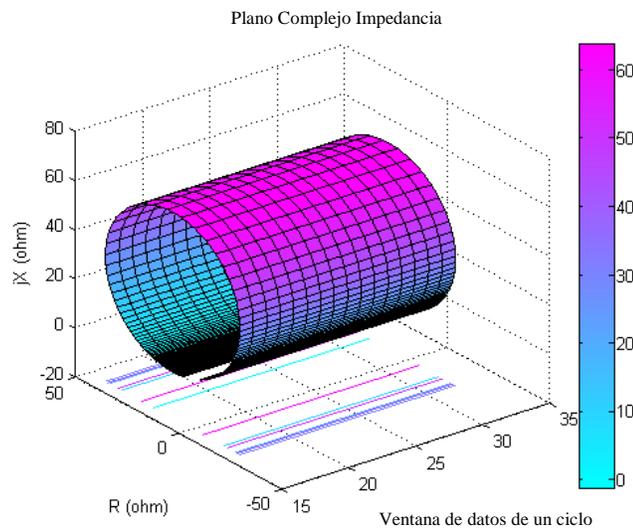


Figura 2.7. Característica de operación tipo Mho (Frecuencias filtradas).

En la Figura 2.7 se presenta la característica tipo Mho en un espacio tridimensional del plano complejo en el tiempo, representado por el desplazamiento de la ventana de datos con tamaño de un ciclo. Se utilizan los fasores estimados de las componentes fundamentales de voltaje y corriente para el relevador (unidad de fase ó tierra). Las señales V_r e I_r son utilizadas según la Tabla 2.1 para formar la característica de operación y esquema de comparación correspondiente, en este trabajo de tesis se utiliza la característica tipo Mho utilizando el esquema de comparación de fase.

Con el algoritmo desarrollado en la presente tesis es posible crear características de operación tipo híbridas con el uso de varios comparadores de fase y así crear características que puedan ser tolerables a las fuentes de error en la medición de impedancia (ver Figura 2.8).

El diseño de características híbridas con diversos comparadores presenta cierta desventaja cuando se utiliza un relevador analógico ya que el diseño de la característica híbrida es más complicado debido a la utilización de los elementos mecánicos. En los relevadores digitales es posible realizar el diseño de características híbridas a nivel de *Firmware*, sin embargo es necesario evaluar el esfuerzo computacional ya que se puede ver amplificado cuando se presente una falla trifásica, ya que se ejecutarán los 6 algoritmos del relevador de distancia que representan los 3 relevadores de fase y los 3 relevadores de tierra.

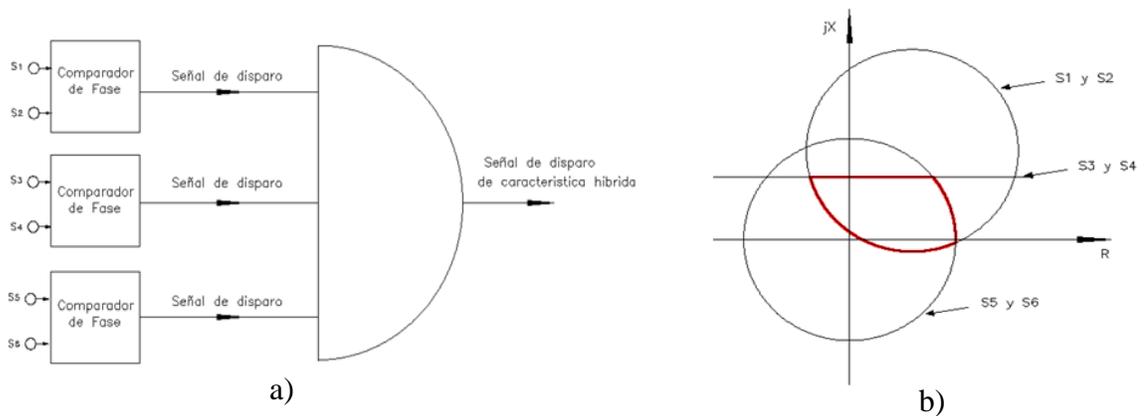


Figura 2.8. Característica de operación híbrida utilizando 3 comparadores de fase. a) Estructura lógica de la característica híbrida. b) Característica híbrida (línea marcada) formada por 3 comparadores.

2.2.3 Decisión de disparo

Ante una condición de falla donde las señales eléctricas de voltaje y corriente presenten componentes frecuenciales como subarmónicos y/o interarmónicos se generará un error en el estimado de la impedancia aparente introducido por el procesamiento digital de las señales, y por la propia evaluación del evento eléctrico, ya sea falla u oscilación de potencia (ver Figura 2.9). El relevador debe de tomar un criterio de decisión para la operación y ejecución de la apertura de interruptores, con esto se pretende tener un grado de mitigación del error introducido en la etapa de pre-filtrado al confirmar mediante el número de muestras de entrada la operación del relevador (filtrado digital de las señales de entrada).

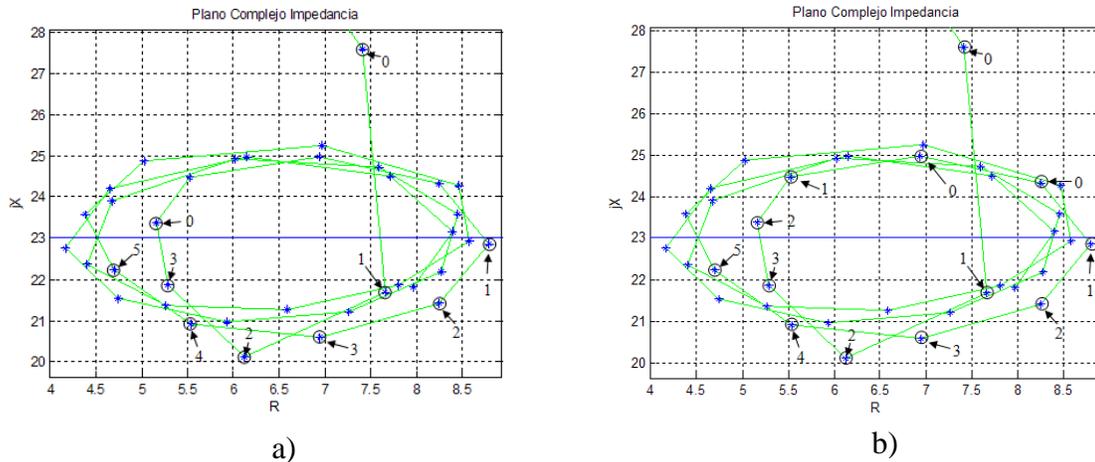


Figura 2.9. Decisión de disparo para una trayectoria de impedancia de un evento de falla.
a) Modo RESET. b) Modo DECREMENTAL.

Se presentan dos criterios para la condición de decisión de disparo del relevador, el modo reset y el modo decremental [9].

1. En el modo RESET si una cantidad definida de muestras han entrado a la característica de operación y esa cantidad de muestras que entran es igual o mayor a la definida, el relevador mandará el disparo; pero si la cantidad de muestras que entran no superan la cantidad de muestras definidas y estas salen de la característica, el contador es reinicializado hasta que vuelvan a entrar muestras a la característica de operación.
2. El modo DECREMENTAL consiste en que después de que las muestras penetran en la característica, cada muestra que salga de la zona de operación, se decrementa el contador. Se tiene entonces una memoria de la penetración previa de la impedancia aparente. De igual manera que el modo RESET si una cantidad de muestras definida penetra en la zona de operación el relevador mandará el disparo.

El criterio de decisión de disparo es importante en la operación del relevador ante condiciones de oscilación de potencia donde la trayectoria de impedancia aparente que penetra en la característica de operación puede salir, este criterio ayuda a discriminar junto con el esquema 78 entre una oscilación de potencia y una falla evitando así una operación incorrecta del relevador.

En la Figura 2.10 se presenta el diagrama funcional de un relevador de distancia, donde el primer paso es definir el tipo de característica de operación a evaluar seleccionando las señales de comparación adecuadas para el tipo de característica (ver Tabla 2.2 y 2.3), este proceso es realizado fuera de operación (OFF LINE). En la siguiente etapa se adquieren las señales eléctricas provenientes de los transformadores de instrumento (voltaje y corriente), resultado del procesamiento digital de las señales se obtienen los fasores para cada muestra de entrada. Con los fasores obtenidos se forman las señales de comparación (2.1) y se determina la condición de operación; por último se emite la señal de disparo según el criterio de decisión establecido.

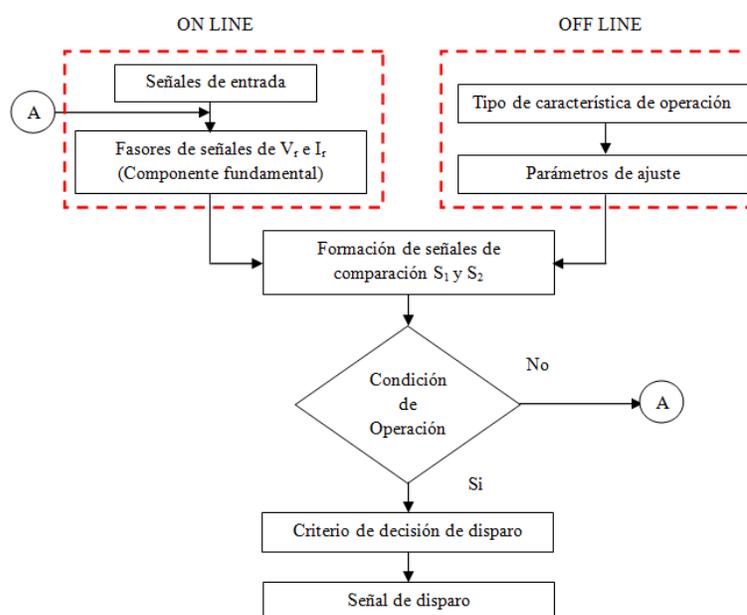


Figura 2.10. Diagrama funcional de un relevador de distancia.

2.2.4 Filtros en relevadores de distancia

Es necesario incorporar dos etapas de filtrado para eliminar las componentes frecuenciales indeseadas, tal como ruido, armónicas y componentes de corriente directa; ya que la magnitud ó polaridad no son representativas de la ubicación de la falla, son consideradas como una fuente de ruido que pueden afectar la selectividad del relevador (ver Figura 2.11).

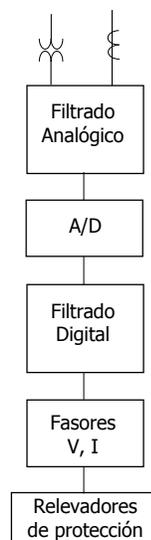


Figura 2.11. Estructura para el procesamiento de las señales para propósitos de protección.

Se disponen de dos etapas de filtrado analógico y digital con el objeto de tener la configuración que presente menor retardo. Generalmente el filtro analógico utilizado es el filtro Butterworth de 2^{do} ó 4^{to} orden con una frecuencia de corte de 360 Hz (ver Figura 2.12), este filtro es preferido por tener respuestas planas en la banda de paso y mono-tónica decreciente en la banda de parada [14].

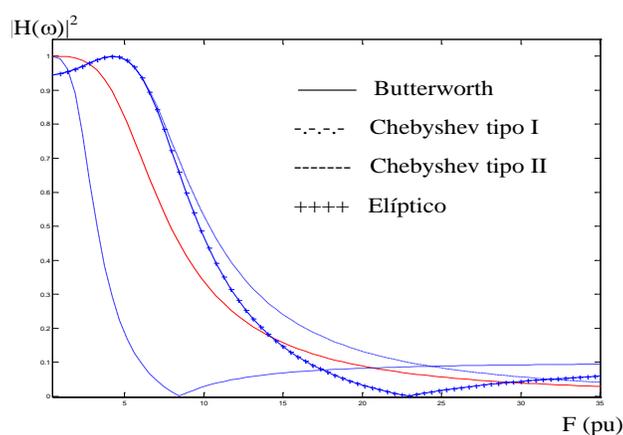


Figura 2.12. Respuestas a la frecuencia de filtros analógicos.

Posterior a la etapa de filtrado analógico se realiza el proceso de digitalización de la señal analógica, el incremento en la frecuencia de muestreo permite lograr un incremento sustancial en la resolución de la señal, pero incrementa la carga del procesador. La reducción del efecto de “aliasing”, es obtenida mediante una sintonización entre el filtrado analógico y el filtrado

digital permitiendo un traslape de las frecuencias de filtrado; es posible eliminar el filtrado analógico mediante el sobremuestreo de la señal.

El filtrado digital se realiza con filtros tipo FIR (*Finite Impulse Response*, respuesta impulsional finita), ya que no hay recursión, es decir la salida depende sólo de la entrada y no de valores pasados de la salida, la memoria de las condiciones previas de la señal no tiene beneficio en la determinación de la condición de falla por el relevador. Además que los filtros IIR (*Infinite Impulse Response*, respuesta impulsional infinita) producen en general distorsión de fase, contrario a los FIR que son de fase lineal. Esta condición permite que su respuesta a la frecuencia tenga ceros naturales en las frecuencias armónicas permitiendo un rechazo de estas componentes (ver Figura 2.13). Es utilizado el filtro tipo Fourier ó Coseno regularmente.

Los algoritmos utilizados en la protección de distancia para la estimación de la componente fundamental de las señales de tensión y de corriente, utilizan el filtro de Fourier y/ó el filtro Coseno, ver Figura 2.13. En estudios realizados en la evaluación del desempeño de estos filtros digitales [15] para la estimación de la componente fundamental el filtro Coseno ha presentado buenos resultados en la tolerancia a la componente de corriente directa en el periodo de la falla [16].

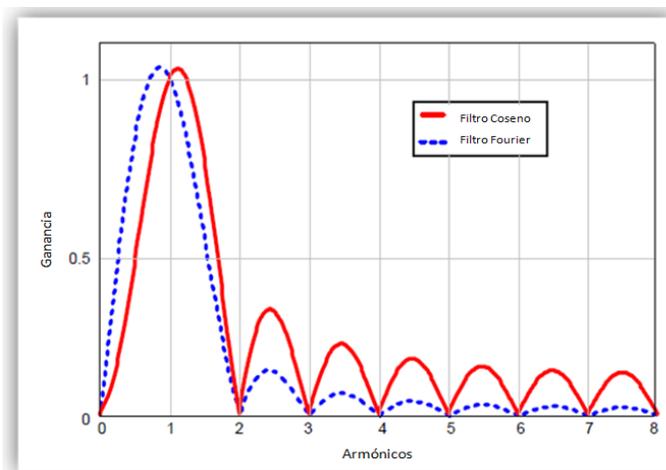


Figura 2.13. Respuesta a la frecuencia de filtros digitales utilizados en relevadores de distancia.

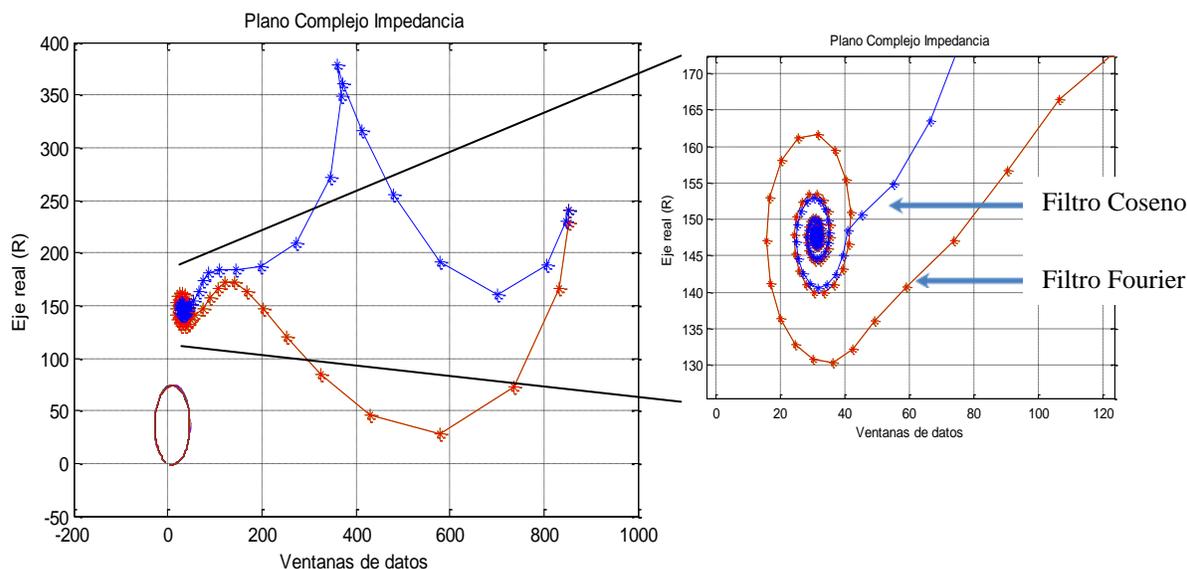


Figura 2.14. Comparación de trayectorias de impedancia utilizando el filtro Fourier y Coseno.

En la Figura 2.14 se presentan las trayectorias de impedancia aparente en el plano complejo impedancia. El evento inicia en la impedancia de carga (estado estable), al ocurrir una falla en una línea protegida por el relevador de distancia se presentará una trayectoria, la cual corresponde a la transición de la ventana y al tener muestras de falla únicamente se obtiene el estimado que se presenta en la Figura 2.14 donde se observa una diferencia entre los filtros utilizados en relevadores de distancia.

El filtro Coseno en comparación con el filtro Fourier presenta una reducción del error en el estimado debido a la componente de directa. Al presentarse una componente de directa durante el instante de falla, se presenta un comportamiento de espiral durante el período de falla al utilizar el filtro Fourier ó Coseno, al observar la Figura 2.14 se reduce el error al utilizar el filtro Coseno debido a la respuesta a la frecuencia del mismo (ver Figura 2.13), por lo que el filtro Coseno es utilizado para evitar el uso de filtros adicionales para eliminar la componente de directa, lo cual impactará directamente en el tiempo de estimación de la impedancia aparente generándose un retardo de tiempo en la detección de la falla.

2.2.5 Efecto de componentes frecuenciales no filtradas en relevadores de distancia

El modelo del relevador de distancia está basado en el fasor de la componente fundamental, pero debido a los filtros digitales, estos presentan un error en el estimado de la componente fundamental cuando existen componentes frecuenciales interarmónicas y/o subarmónicas durante la condición de falla. Al estar presentes estas componentes frecuenciales, el filtro digital por su respuesta a la frecuencia (ver Figura 2.13) genera un error en el estimado de los fasores de componente fundamental de las señales de tensión y corriente. El modelo del relevador necesita un estimado de los fasores de componente fundamental de voltaje y corriente durante el período de falla, esto con el fin de obtener un estimado de la impedancia aparente medida por el relevador, pero con el incremento de nuevas fuentes de generación que utilizan equipo de electrónica de potencia ó equipo de compensación para la optimización del sistema de transmisión estos generan componentes frecuenciales no filtradas por los filtros digitales convencionales como el Filtro Coseno y el Filtro de Fourier utilizados en relevadores de distancia.

Debido a los algoritmos de estimación de la componente fundamental los cuales presentan un error en el estimado debido a componentes frecuenciales no filtradas, el modelo del relevador de distancia en (2.1) se representa de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 S_1 &= k_1 \angle \alpha_1 \left[V_{h1} e^{j\theta_{v_{h1}}} + \sum V_i e^{j\theta_{v_i}} + \sum V_s e^{j\theta_{v_s}} \right] + Z_{R1} \angle \theta_1 \left[I_{h1} e^{j\theta_{i_{h1}}} + \sum I_i e^{j\theta_{i_i}} + \sum I_s e^{j\theta_{i_s}} \right] \\
 S_2 &= k_2 \angle \alpha_2 \left[V_{h1} e^{j\theta_{v_{h1}}} + \sum V_i e^{j\theta_{v_i}} + \sum V_s e^{j\theta_{v_s}} \right] + Z_{R2} \angle \theta_2 \left[I_{h1} e^{j\theta_{i_{h1}}} + \sum I_i e^{j\theta_{i_i}} + \sum I_s e^{j\theta_{i_s}} \right]
 \end{aligned} \tag{2.4}$$

donde h_1 =componente fundamental; i =interarmónicos, $i > 1$; s =subarmónicos, $s < 1$. La representación grafica del error descrito en el estimado se observa en la Figura 2.15, donde al tener este tipo de componentes frecuenciales existirá un error en la característica de operación, ya que las características están formadas por las señales de comparación, que a su vez requieren los fasores estimados de tensión y corriente (ver Tabla 2.3), por lo que a partir de (2.4) se obtiene la característica resultante.

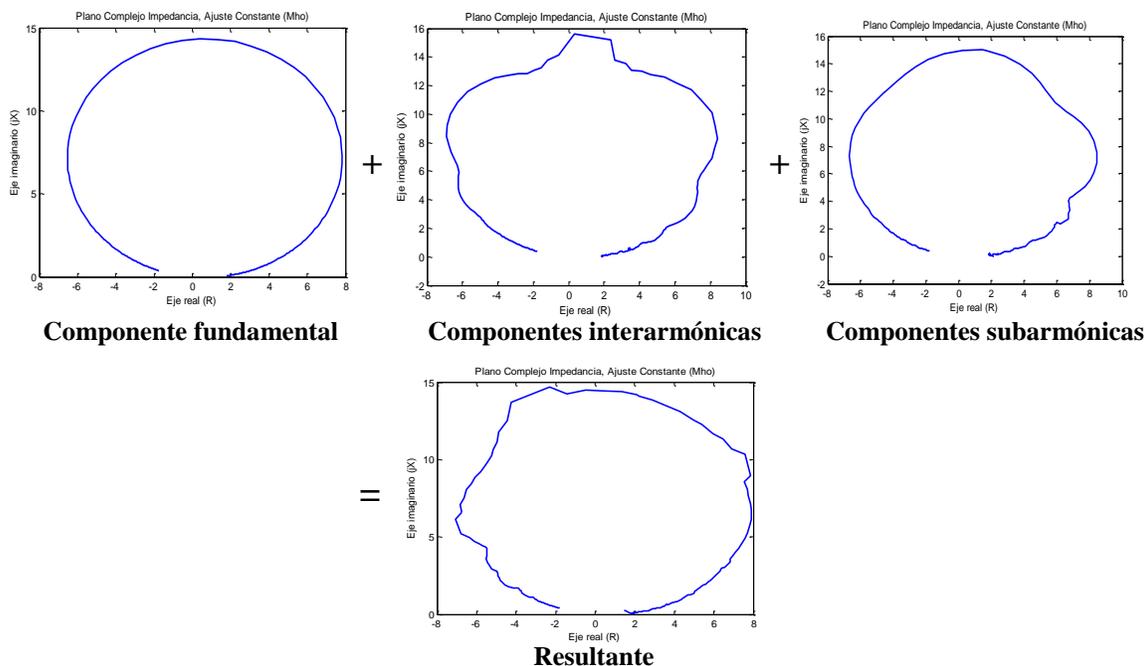


Figura 2.15. Característica de operación tipo Mho distorsionada.

2.3 CONCLUSIONES

La solución a este problema se encuentra en utilizar otro tipo de esquema de filtrado digital de las señales de voltaje y corriente que presente características similares a los filtros convencionales, como por ejemplo en los tiempos de detección de la falla. Los efectos en la operación del relevador de distancia ante componentes frecuenciales como interarmónicos y subarmónicos son vistos tanto en la impedancia aparente estimada y la característica de operación del relevador.

Es importante tomar en cuenta estos efectos en los relevadores de distancia, ya que se tendrá un error en el estimado de los fasores de componente fundamental de tensión y corriente, y por consiguiente un mal desempeño de operación del relevador. Conforme avanza la tecnología, la electrónica de potencia tiene un mayor impacto en las redes eléctricas por sus esquemas característicos de operación, por lo que esto puede generar componentes frecuenciales asíncronas que los filtros digitales de los relevadores de distancia no podrán eliminar.

Capítulo 3

Impacto de dispositivos electrónicos de nueva generación en la operación del relevador de distancia

3.1 INTRODUCCIÓN

Con el continuo crecimiento de la demanda en el sistema eléctrico de potencia, se han desarrollado distintos esquemas de dispositivos basados en electrónica de potencia para la compensación y optimización de la red de transmisión de energía eléctrica. Estos dispositivos como las centrales eólicas (esquema de aerogenerador doblemente alimentado ó DFIG), los dispositivos FACTS como el STATCOM, UPFC y el compensador serie utilizan equipo de electrónica de potencia para su operación por lo que estos generan componentes frecuenciales como interarmónicos y subarmónicos en el sistema de transmisión de energía [26, 28].

El sistema de transmisión cuenta con un esquema de protección, el relevador de distancia, el cual está diseñado para proteger el sistema ante cualquier tipo de falla dentro de su zona de operación. La unidad de relevador correspondiente (unidad de fase ó tierra) estima la impedancia aparente utilizando las señales eléctricas de entrada (tensión y corriente) que correspondan al tipo de falla. Los ajustes del relevador de distancia son constantes y son establecidos a partir de un estudio en estado estable del sistema. El modelo representativo del relevador de distancia ante las condiciones actuales del sistema eléctrico de potencia es un inconveniente para la sensibilidad y selectividad del mismo, ya que su operación está basada en obtener los fasores de componente fundamental de las señales eléctricas de entrada (tensión y corriente), para esto es necesario utilizar algoritmos de filtrado digital para obtener los fasores correspondientes como se presentó en el capítulo 2; los algoritmos de filtrado digital para su aplicación en relevadores de distancia presentan un inconveniente ante componentes frecuenciales asíncronas las cuales generan un error en el estimado de los fasores de componente fundamental de acuerdo a su respuesta a la frecuencia, y por consiguiente un error en la impedancia aparente estimada (ver sección 2.2.4). El efecto de las componentes frecuenciales no filtradas por el relevador de distancia convencional es caracterizado para cada uno de los dispositivos mencionados.

3.2 MODELO DE UN PARQUE EÓLICO (ESQUEMA DOBLEMENTE ALIMENTADO)

En esta sección se presenta el modelo general de una central eólica, este modelo es simplificado según los requerimientos específicos para la evaluación de la operación de relevadores de distancia, se obtiene un modelo propuesto del esquema doblemente alimentado (DFIG) [17], ya que este esquema es el más utilizado debido a su robustez en cuanto a la optimización de la energía extraída del viento, ya que debido al convertidor *back to back* se tiene el control preciso de la potencia activa y reactiva ante las variaciones del viento. En el modelo general de la central eólica se evalúan los tiempos de respuesta de los sistemas de control y los períodos de muestreo de las distintas variables a medir durante la operación de la central para obtener el modelo simplificado del mismo.

En la Figura 3.1 se muestra el modelo general de un esquema doblemente alimentado de una central eólica, en el Apéndice A se presenta el modelo en detalle de cada parte del esquema de la central.

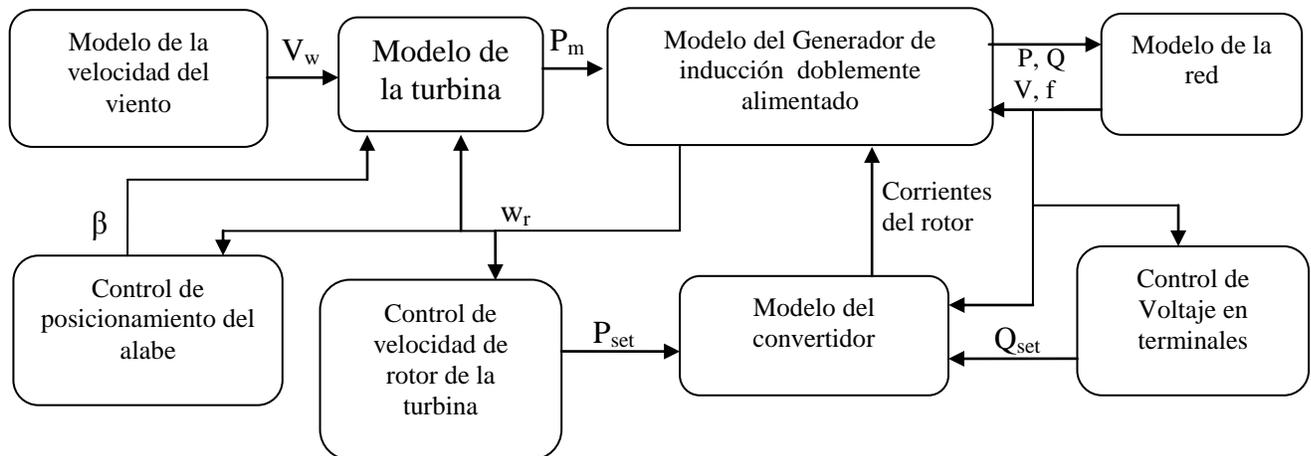


Figura 3.1 Estructura del modelo general del esquema doblemente alimentado (DFIG).

Se presenta una reducción del modelo general (ver Figura 3.2) de acuerdo con las recomendaciones para la reducción de modelos en [18]. El criterio utilizado para la simplificación del modelo es la evaluación de los tiempos de respuesta de los bloques que componen la estructura general. El control del ángulo de posicionamiento del alabe se

considera constante, ya que su tiempo de respuesta ante un cambio de velocidad del viento, ya sea un incremento o decremento, se encuentra en el rango de 1-3Hz (20 ciclos de la frecuencia fundamental) dependiendo de las dimensiones y peso de los alabes de la turbina. Un cambio en la velocidad del viento afecta la velocidad del rotor con un tiempo de respuesta de 20Hz, durante una condición de falla en la red el controlador de velocidad no responderá. Por tanto, el controlador de velocidad del rotor no es considerado debido a que los tiempos de detección de falla de los relevadores de distancia oscilan entre 1-3 ciclos.

El controlador de voltaje en terminales mostrado en la Figura 3.1 representa la capacidad de potencia reactiva de la central eólica durante una condición de depresión de tensión en la red o ante alguna falla externa de la central, sin embargo no todas las centrales eólicas tienen esta configuración. Por ejemplo, Alemania y España tienen un código de red de interconexión de centrales eólicas a la red eléctrica donde especifican que las centrales deben contar con un sistema de compensación de reactivos del 100% de la capacidad de la central eólica durante una condición de falla externa en el sistema eléctrico de potencia [10].

El tiempo de respuesta del control de compensación de reactivos de la central es de aproximadamente 15 ciclos [19], por lo que la compensación de reactivos no afectará la operación del relevador de distancia debido al tiempo de respuesta el cual es más lento en comparación con el tiempo de respuesta durante la condición de falla del relevador de distancia. Este bloque no es considerado en el modelo simplificado.

Los lazos de control de los elementos muestran tiempos de respuesta lentos en el esquema DFIG cuando se comparan con la respuesta ante una condición de falla del relevador de distancia, por lo que estos lazos de control son considerados constantes.

A continuación se presentan las consideraciones para realizar la reducción del modelo completo con el fin de obtener un modelo de la central eólica para realizar análisis de la operación de relevadores de distancia.

Los puntos a considerar para la reducción de un modelo de un sistema físico son [18]:

- Concentrar la simplificación del modelo en las constantes de tiempo de interés, de acuerdo al uso del modelo.
- Los subsistemas donde las dinámicas son considerablemente rápidas son aproximadas a relaciones estáticas, sus variables también son consideradas constantes.

Al tomar en cuenta estas consideraciones, se obtienen dos importantes ventajas:

- Al ignorar dinámicas muy rápidas ó muy lentas, se reduce el orden del modelo.
- Se obtienen simulaciones más sencillas al tener constantes de tiempo que son del mismo orden en magnitud ($T_{max}/T_{min} \leq (0-100)$).

De la Figura 3.1, de acuerdo al tiempo de respuesta de cada bloque, se realizó una simplificación del sistema, de acuerdo a las consideraciones recomendadas en [18], obteniendo:

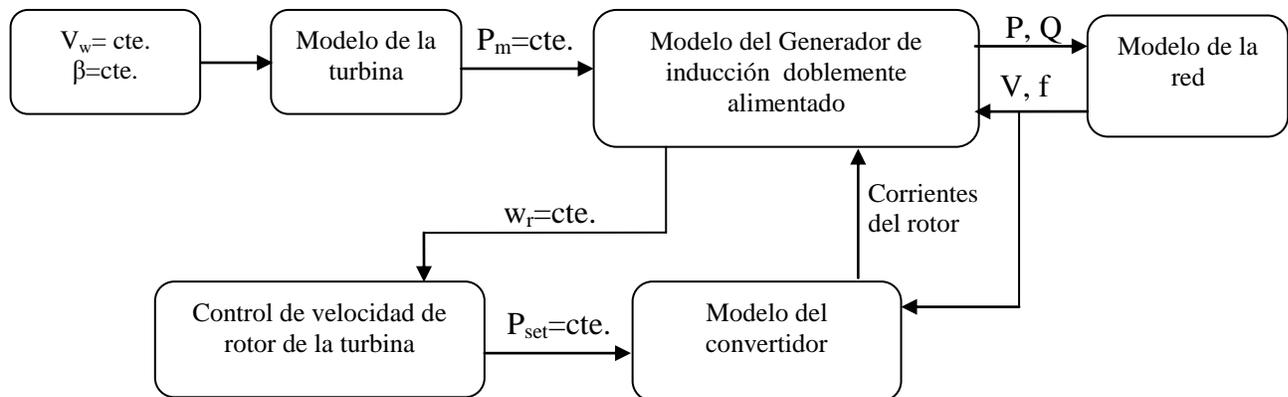


Figura 3.2. Estructura del modelo para análisis de sistemas de protección del esquema doblemente alimentado (DFIG).

En la Figura 3.2 se presenta la estructura del modelo propuesto de un esquema DFIG para el análisis de desempeño de operación de relevadores de distancia, el ángulo de posicionamiento del alabe β , la velocidad del viento V_w , la potencia mecánica generada por el viento P_m y las potencias de referencia activa y reactiva requeridas por el convertidor P_{set} y

Q_{set} se consideran constantes, ya que la dinámica de estas variables su respuesta es muy lenta en comparación con el tiempo de respuesta de los relevadores de protección.

Para realizar el análisis de falla en los sistemas de transmisión, no es adecuado representar todas las turbinas de una central eólica individualmente. La central eólica deberá ser considerada como una sola turbina equivalente a la suma de cada una de las turbinas en serie con una reactancia que representa la impedancia equivalente de cada transformador de cada turbina, los conductores, etc [20, 21].

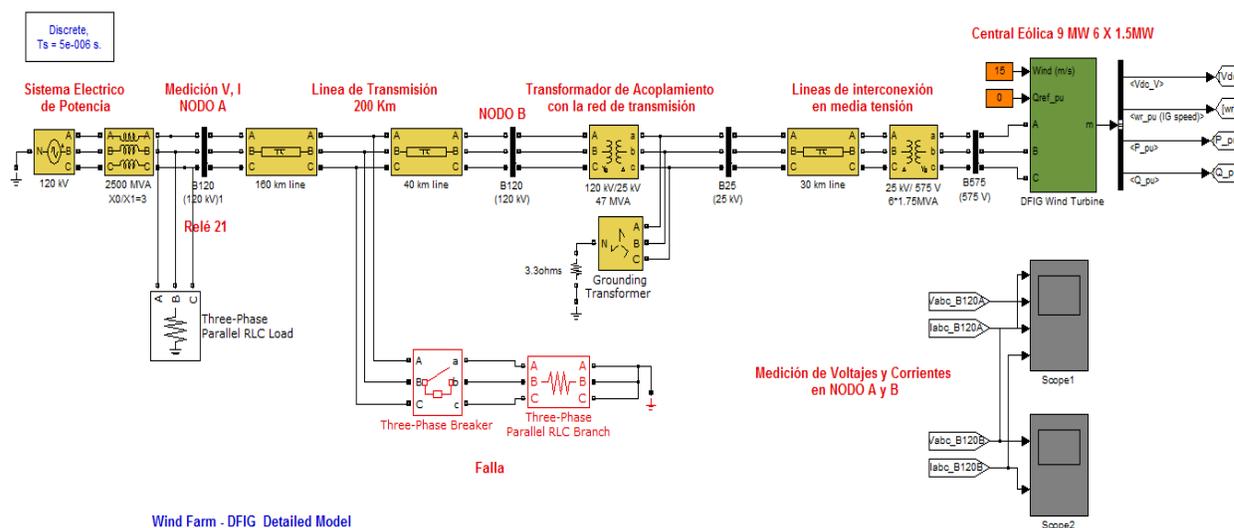


Figura 3.3. Sistema de prueba para el modelo general y simplificado utilizando el esquema DFIG.

La simplificación del modelo general de la central eólica es validado utilizando el sistema de prueba de la Figura 3.3 utilizando Matlab/Simulink®, se realiza la simulación aplicando una falla bifásica a 0.03seg con una duración de 150mseg y con una resistencia de falla de 2 ohms al 80% de la línea de transmisión con un nivel de tensión de 120kV, se miden la potencia activa y reactiva generadas en la central eólica en el nodo B para el modelo general completo y simplificado (ver Figura 3.4), los datos del sistema de la Figura 3.3 se presentan en la Tabla 3.1. Cabe mencionar que se analiza una falla bifásica debido a que ante una falla asimétrica existe un impacto mayor en la respuesta del convertidor *back to back* [17].

Tabla 3.1
Parámetros del Sistema

Parámetros del Sistema de Prueba	Datos
Reactancia de la fuente A	$jX_A=35\Omega$
Reactancia de la central eólica (B)	$jX_{wind}=6*27.54\Omega$
Potencia activa de generación	$P_{wind}=9\text{MW}$
Nivel de voltaje de transmisión	$V=120\text{kV}$
Impedancia de línea ZL1	$ZL1=82.4/_73.7$
Resistencia de falla	$R_f=2\Omega$
Velocidad del viento	$V_w=15\text{m/s}$

Es posible apreciar en la Figura 3.4 la potencia activa y reactiva utilizando los 2 modelos (general y simplificado), en el modelo simplificado existe una ligera desviación en la potencia activa y reactiva pero la respuesta de ambos modelos de la central eólica ante la falla se mantiene.

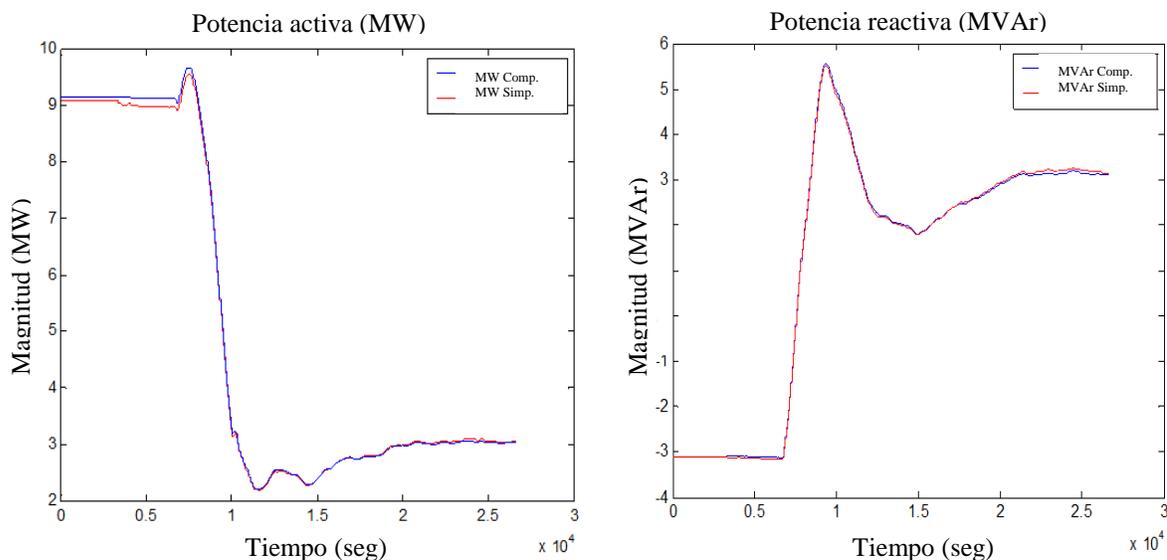


Figura 3.4. Potencia activa y reactiva de una central eólica ante una falla bifásica en la línea de transmisión (Esquema completo y simplificado).

El modelo propuesto es validado en la Figura 3.4 y puede ser utilizado para el análisis de los relevadores de distancia, simplificando el modelado de la central eólica y por lo tanto reduciendo los esfuerzos computacionales de las herramientas de simulación para el análisis

del desempeño de los sistemas de protección ante estas nuevas fuentes de generación de energía.

El impacto de los generadores eólicos en los relevadores de distancia analizado en la presente tesis es debido principalmente a las componentes frecuenciales como interarmónicos y/o subarmónicos generados por estos esquemas de generación debido a su diseño, que consta principalmente de equipos de electrónica de potencia, como es el caso del convertidor *back to back* para el esquema doblemente alimentado. Las frecuencias de tipo interarmónico y/o subarmónico no pueden ser filtradas por los filtros actuales utilizados en los relevadores de distancia para la estimación del fasor, ya que los lóbulos laterales de la respuesta a la frecuencia característica de los filtros digitales como el filtro de Fourier y el Coseno están ubicados en frecuencias discretas; entonces las componentes frecuenciales no síncronas pueden ser moduladas pero no eliminadas.

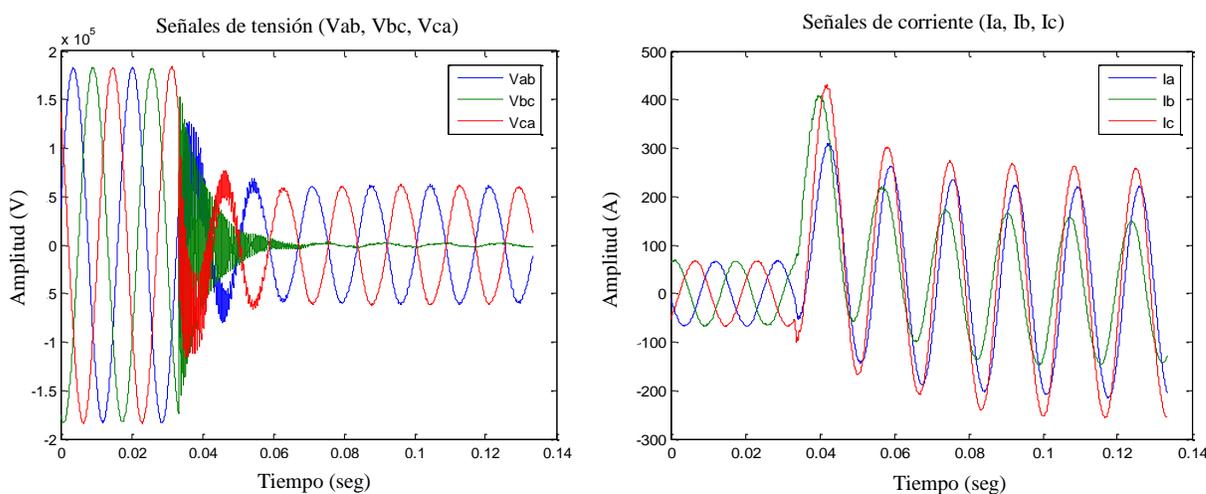


Figura 3.5. Señales de voltaje y corriente medidas en nodo B.

En la Figura 3.6 se presentan los espectros de frecuencia de la señal de voltaje (V_r) y de corriente (I_r) de acuerdo a la unidad de fase (BC) de las señales medidas en el nodo B (ver Figura 3.5) durante el período de falla utilizando una frecuencia de muestreo de 32 muestras por ciclo, las señales mencionadas para obtener los espectros se obtuvieron del sistema de prueba de la Figura 3.3 del nodo B. Posteriormente se utilizó la herramienta FFT (*Fast Fourier Transform*) para obtener los espectros de frecuencia utilizando las señales mencionadas durante el período de falla.

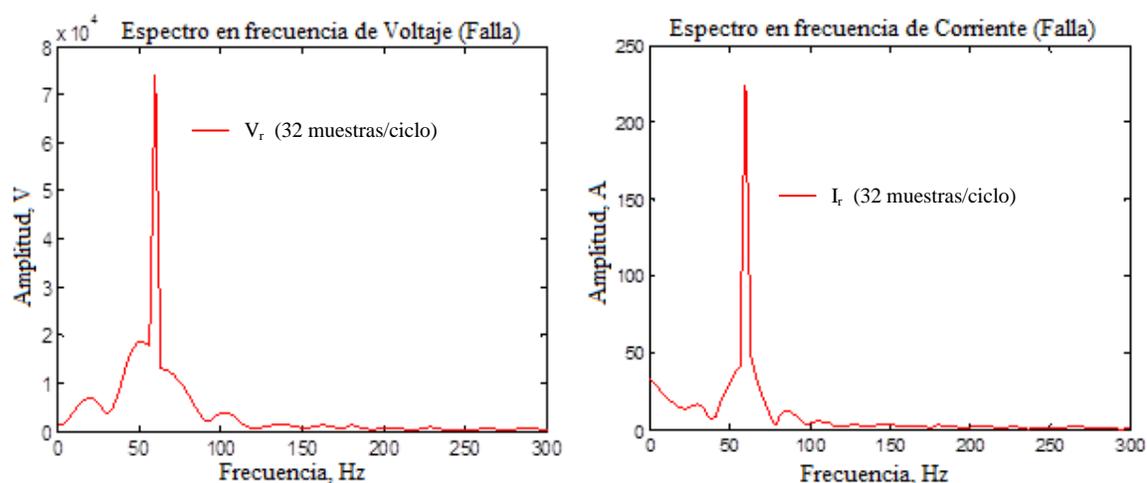


Figura 3.6. Espectro en frecuencia de señales de voltaje (V_r) y corriente (I_r) para la unidad de fase (BC) medidas en falla.

En la Tabla 3.2 y 3.3 se presentan las frecuencias dominantes de los espectros en frecuencia de las señales de voltaje (V_r) y corriente (I_r).

Tabla 3.2
Frecuencias dominantes de la señal de voltaje (Bus Eólica)

Frecuencia (Hz)	Orden	Amplitud
60	1	72350
33.75	0.56	4162
78.75	1.31	3377
180	3	1856

Tabla 3.3
Frecuencias dominantes de la señal de corriente (Bus Eólica)

Frecuencia (Hz)	Orden	Amplitud
60	1	264.9
0	0	31.24
33.75	0.56	15.17
78.75	1.31	16
180	3	3.64

Como es posible observar en la Tabla 3.2 y 3.3 este tipo de esquemas generan componentes frecuenciales que no son filtradas por los relevadores de distancia

(interarmónicos, subarmónicos) de acuerdo a la sección 2.2.4. Al obtener la característica de operación del relevador en un espacio tridimensional del plano complejo utilizando las señales de tensión y corriente de la Figura 3.5 es posible observar el error en alcance ante estas componentes frecuenciales (ver Figura 3.7), el porcentaje de error en alcance del relevador de distancia es del 5.7% ante esta condición de operación del sistema de prueba de la Figura 3.3.

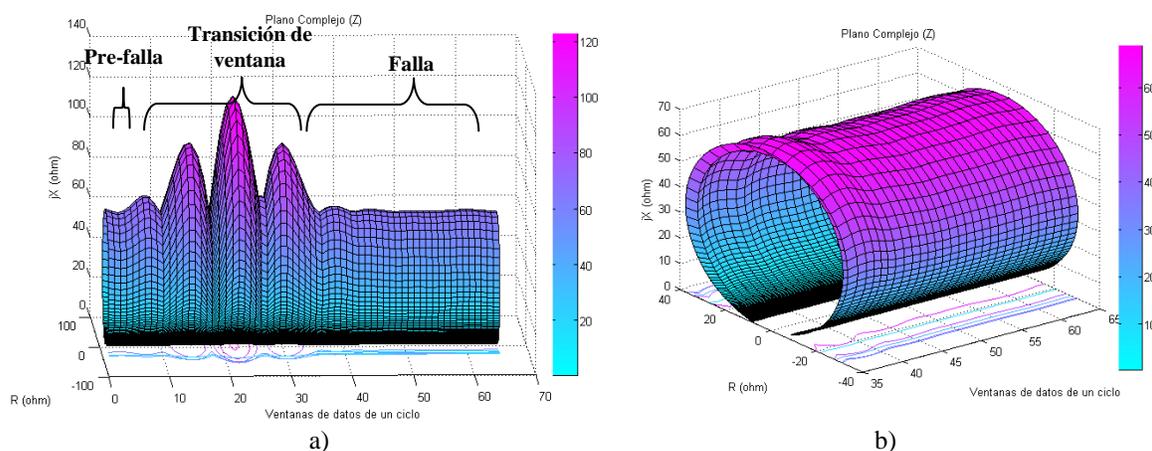


Figura 3.7. Característica de operación dinámica tipo Mho (Sistema Central Eólica).
a) Vista lateral indicando etapas de transición. b) Período de falla.

La deformación de la característica nos permite evaluar el error en alcance del relevador de distancia. La trayectoria de la falla en el plano complejo impedancia nos permite evaluar el retardo en el tiempo de operación. Para este caso de análisis el relevador no detecta la falla presentando un mal desempeño de operación. La trayectoria de impedancia en la Figura 3.7 b) esta fuera de la característica de operación, ocasionando un mal desempeño del relevador al no detectar la condición de falla.

La medida del error debido a componentes frecuenciales asíncronas afectan tanto el alcance como el tiempo de operación del relevador.

3.3 MODELO DE DISPOSITIVOS FACTS (STATCOM Y UPFC)

Además del error introducido por la resistencia de falla [9] se presenta un error en la medición debido a la presencia de dispositivos FACTS, el error introducido es debido a la aportación de potencia reactiva para la regulación de tensión en dispositivos como el STATCOM y el UPFC que tiene la función tanto de regulación de tensión como de aumentar

la capacidad de transferencia de potencia en la línea variando la impedancia de la misma; en este caso la contribución del FACTS provoca un efecto de fuente intermedia en la impedancia medida por el relevador. Otro error es el de la generación de componentes frecuenciales de tipo inter-armónico ó sub-armónico durante el período de falla. La generación de estas componentes frecuenciales en las señales de voltaje y corriente medidas por el relevador, las cuales darán un error en el estimado del fasor de la componente fundamental y por consiguiente en la impedancia aparente medida.

3.3.1 Modelado de dispositivo FACT (STATCOM)

En esta sección se presenta el modelo del STATCOM para la evaluación del impacto del mismo en la impedancia aparente medida por el relevador de distancia. A continuación se describe el control de la magnitud de voltaje en el nodo de la red donde se conecta un compensador estático síncrono. El control del STATCOM se basa en un esquema de modulación por ancho de pulso (*pulse width modulation*, PWM) donde se tienen dos entradas de control: m que es la relación de modulación, y α el ángulo de fase del voltaje del dispositivo. Se asume que solo hay intercambio de potencia reactiva entre el dispositivo de compensación y el sistema de potencia; por lo tanto, se tiene que la única entrada de control es m , asumiendo que el ángulo de fase es igual al del nodo del SEP. Un sistema de potencia máquina-barra infinita (MBI) que incluye un STATCOM se muestra en la Figura 3.8.

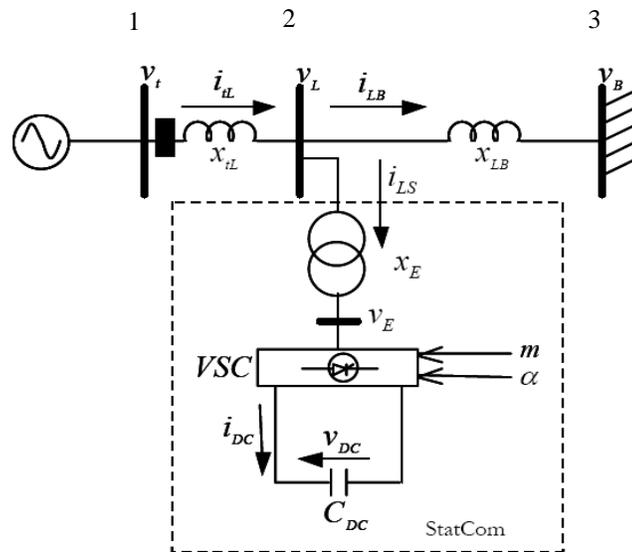


Figura 3.8. Sistema de 3 nodos donde se ubica el STATCOM al 50% de la línea de transmisión.

En el esquema v_t es el voltaje en terminales del generador, v_L es el voltaje en el nodo del sistema donde se conecta el dispositivo, v_B es el voltaje en la barra infinita, $v_E = mkv_{DC} \angle \alpha$ es el voltaje en terminales del inversor de voltaje, v_{DC} es el voltaje en el capacitor del STATCOM y k es una relación entre el voltaje de AC y DC dependiendo de la estructura del convertidor del dispositivo de compensación.

El modelo dinámico del STATCOM [22], es:

$$\frac{dv_{DC}}{dt} = \frac{mk}{C_{DC}} (i_{LSd} \cos \alpha + i_{LSq} \text{sen} \alpha) \quad (3.1)$$

donde i_{LSd} e i_{LSq} son las corrientes de eje directo y cuadratura de aportación del STATCOM al sistema, C_{DC} es el valor de capacitancia del capacitor del inversor, m es la relación de modulación, y α el ángulo de fase del voltaje del dispositivo.

De la Figura 3.8, la ecuación de la corriente i_{tL} en el marco de referencia síncrono d-q resulta [22],

$$i_{tLd} = k_1 E'_q - k_2 m v_{DC} \cos(\delta - \alpha) - k_3 \cos \delta \quad (3.2)$$

$$i_{tLq} = -k_4 E'_d + k_5 m v_{DC} \text{sen}(\delta - \alpha) + k_6 \text{sen} \delta \quad (3.3)$$

donde k_1 - k_6 son:

$$k_1 = \frac{x_2}{x_1 + x_2 x'_d} \quad k_2 = \frac{x_3}{x_1 + x_2 x'_d} k \quad k_3 = \frac{|V_3|}{x_1 + x_2 x'_d}$$

$$k_4 = \frac{x_2}{x_1 + x_2 x'_q} \quad k_5 = \frac{x_3}{x_1 + x_2 x'_q} k \quad k_6 = \frac{|V_3|}{x_1 + x_2 x'_q}$$

donde x_1 , x_2 y x_3 son:

$$x_1 = x_{tL} + x_{LB} + \frac{x_{tL} x_{LB}}{x_E} \quad x_2 = 1 + \frac{x_{LB}}{x_E} \quad x_3 = \frac{x_{LB}}{x_E}$$

donde δ representa la posición angular del rotor del generador en el nodo 1.

Las expresiones para la corriente del STATCOM en el marco de referencia d-q se escriben como [22],

$$i_{LSd} = \frac{1}{x_E} \left[E'_q - (x'_d + x_{iL}) i_{iLd} - mkv_{DC} \cos(\delta - \alpha) \right] \quad (3.4)$$

$$i_{LSq} = \frac{1}{x_E} \left[-E'_d - (x'_q + x_{iL}) i_{iLq} + mkv_{DC} \sen(\delta - \alpha) \right] \quad (3.5)$$

donde x_E es la reactancia del transformador de acoplamiento, E'_d (pu) y E'_q (pu) son los voltajes transitorios internos del generador, x'_d (pu) y x'_q (pu) son las reactancias transitorias en los ejes d-q, x_{iL} es la reactancia del tramo de línea entre el nodo 1 y nodo 2 de la Figura 3.8 y las corrientes i_{iLd} e i_{iLq} son las corrientes en eje directo y cuadratura del nodo 1 al nodo 2 de la Figura 3.8.

A continuación se evalúa el impacto del STATCOM en la operación del relevador de distancia donde se utiliza el sistema máquina-barra infinita. En la Tabla 3.4 se presentan los datos del sistema de la Figura 3.8.

Tabla 3.4
Condiciones iniciales del sistema maquina-barra infinita incluyendo un STATCOM en el sistema.

Condiciones iniciales	(P.U.)
Carga	PL=0.3 QL= 0.125
Impedancia de la línea 2-3	xlb= (d-0.5)*0.035
Reactancia de transformador de acoplamiento del STATCOM	xe= 0.010
Impedancia de la línea 1-2	xtl= 0.0175
Resistencia de Falla	Rf=0.005
Reactancia transitoria en eje d	xpd= 0.025
Reactancia transitoria en eje q	xpq= 0.020
Reactancia síncrona en eje d	xd= 0.065
Reactancia síncrona en eje q	xq= 0.055
Ángulo de fase del STATCOM (rad)	psi= 0.034554
Constante de tiempo en circuito abierto eje d	tpd0= 6.0
Constante de tiempo en circuito abierto eje q	tpq0= 0.535
Ganancia del sistema de excitación	ka= 50
Constante de tiempo del sistema de excitación	ta= 0.02
Condición inicial de la relación de modulación de amplitud	m0 = 1.0135
Valor de capacitancia del STATCOM	Cdc= 1.0
Constante de Inercia	H = 6.4
Factor de amortiguamiento	D = 2
Voltaje nodo 3	V3 = 1
Voltaje del nodo donde está conectado el StatCom	V2 = 1.0131
Ángulo delta inicial del generador (rad)	del0= 0.13422
Voltaje transitorio de eje d inicial	epd0= 0.011567
Voltaje transitorio de eje q inicial	epq0= 1.0540
Condición inicial del voltaje del capacitor del STATCOM	vcd0= 1.0
Voltaje de campo inicial	efd0 = 1.0607

La falla ocurre en el nodo 3 donde se varía la impedancia de la línea X_{lb} en función de la ubicación de la falla d (entre 60% y 80%) para observar el impacto del dispositivo en la medición de la impedancia aparente vista por el relevador. La impedancia vista por el relevador es:

$$Z_r = 0.5 * Z_L + \frac{I_{LS}}{I_{relevador}} (d - 0.5) Z_L + \frac{I_{LB}}{I_{relevador}} R_f \quad (3.6)$$

Como se observa en la Figura 3.9, conforme se varía la posición de la falla se presenta una mayor aportación de corriente, por lo tanto el factor de amplificación debido al impacto del dispositivo, la relación $I_{LS}/I_{relevador}$, es mayor. Cuando la falla ocurre al 80% de la línea la impedancia vista por el relé se ve incrementada; cuando las fallas son a partir del 50% el dispositivo se encuentra dentro del lazo de falla provocando un factor de amplificación en la impedancia aparente medida, tal como una fuente intermedia, lo cual provoca que la impedancia aparente medida por el relevador subalcance a la segunda zona de protección. El subalcance ocurre debido a que si el perfil de voltaje deseado aumenta, el dispositivo por lo tanto aportará mayor energía reactiva al sistema ocasionando que el factor de amplificación aumente debido a la inyección de corriente del STATCOM (I_{LS}); por lo tanto, ocurre una modificación en la impedancia aparente medida provocando subalcance a la segunda zona de protección [23].

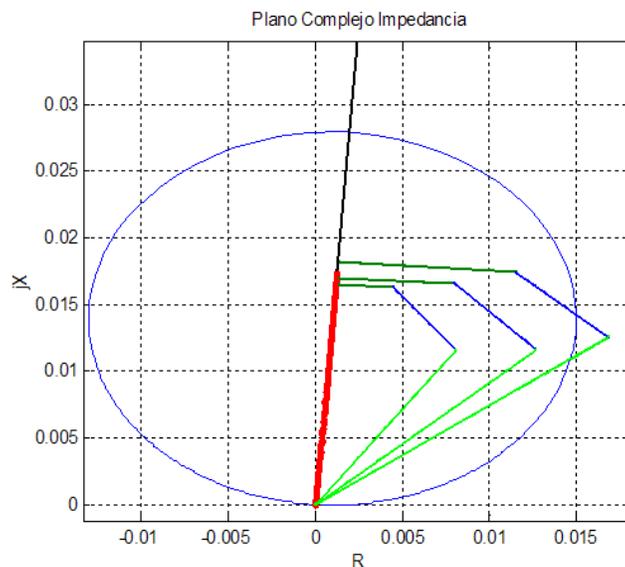


Figura 3.9. Error en la medición debido al impacto del STATCOM así como el efecto de la resistencia de falla ante una característica tipo MHO.

Se utilizó un sistema de prueba en Matlab/Simulink® de un sistema de potencia utilizando el STATCOM como compensador, esto con el fin de evidenciar que ante componentes frecuenciales como las presentadas en la sección 2.2.4, corresponden a frecuencias que los relevadores de distancia no pueden filtrar, generando así un error en la estimación de la impedancia aparente. Se realiza una simulación aplicando una falla trifásica a 0.25seg con una duración de 150mseg y con una resistencia de falla de 2 ohms al 80% de la línea de transmisión (L2_75km) con un nivel de tensión de 500kV y con una impedancia de la línea de $30.9/_{-84.8^\circ}$ ohms se obtienen las señales de voltaje (V_r) y corriente (I_r) para la unidad de fase (BC) en el nodo B2 (ver Figura 3.10).

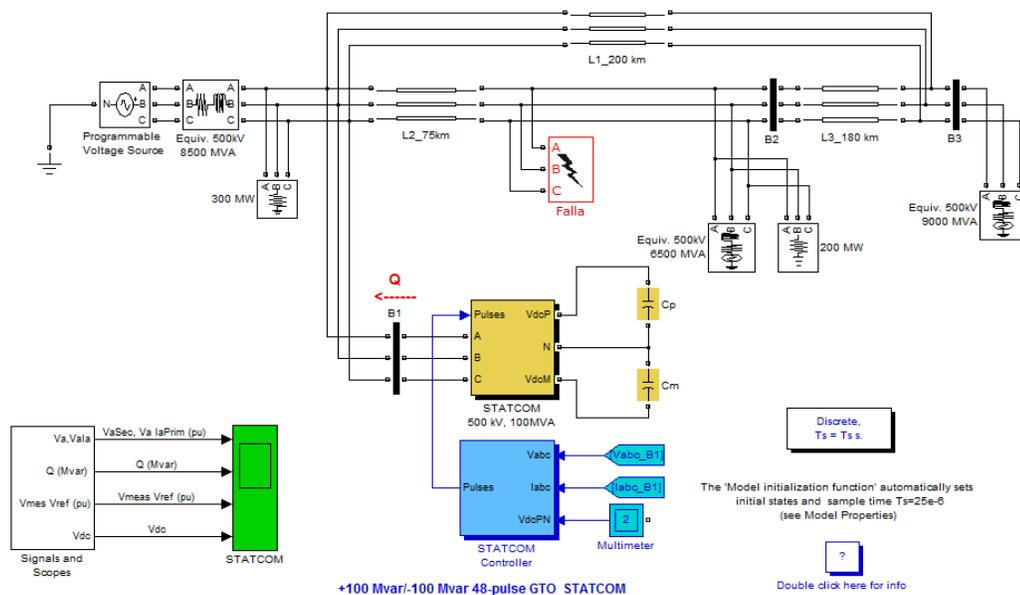


Figura 3.10. Sistema de prueba utilizando el STATCOM.

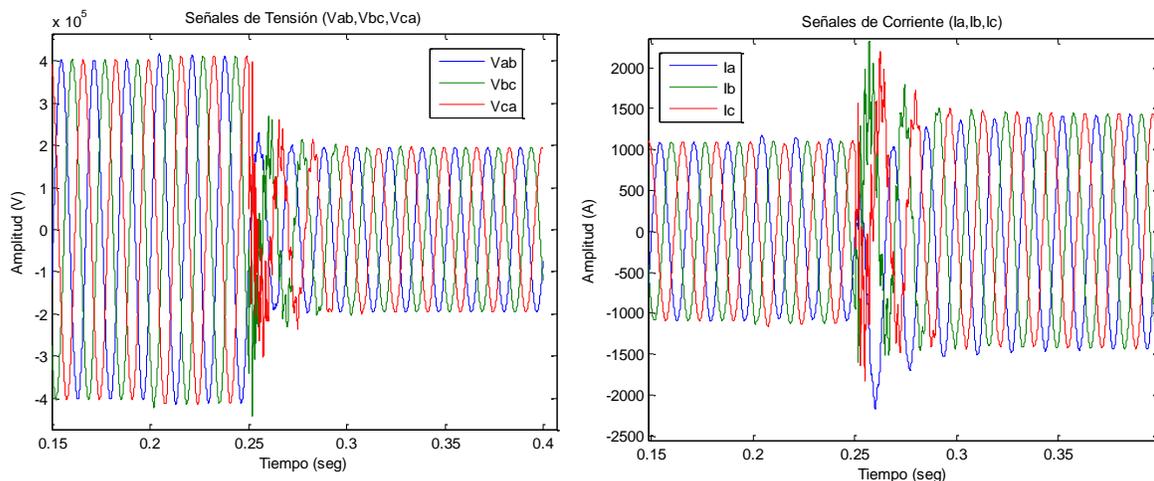


Figura 3.11. Señales de voltaje y corriente medidas en nodo B2.

De las señales presentadas en la Figura 3.11, se obtiene el espectro en frecuencia de la señal de voltaje (V_r) y corriente (I_r), se utilizan estas señales debido a que representan las señales eléctricas de entrada al relevador de distancia.

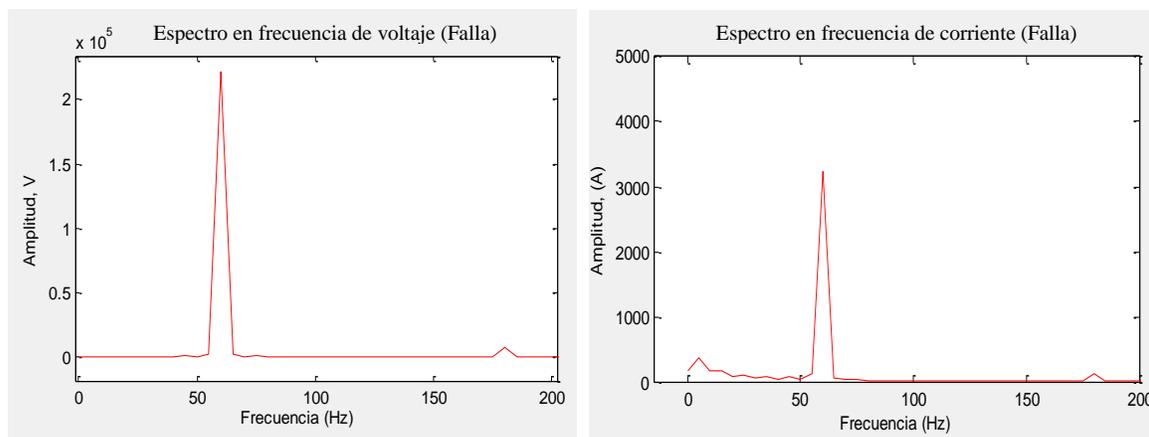


Figura 3.12. Espectro en frecuencia de señales de voltaje (V_r) y corriente (I_r) medidas en nodo B2 durante falla.

En la Tabla 3.5 y 3.6 se presentan las frecuencias dominantes de los espectros en frecuencia de las señales de voltaje (V_r) y corriente (I_r) medidas en el nodo B2.

Tabla 3.5
Frecuencias dominantes de la señal de voltaje (Nodo B2)

Frecuencia (Hz)	Orden	Amplitud
45	0.75	1239.69
60	1	221901
180	3	7280

Tabla 3.6
Frecuencias dominantes de la señal de corriente (Nodo B2)

Frecuencia (Hz)	Orden	Amplitud
0	0	166.58
5	0.083	373.78
10	0.16	157.51
15	0.25	169.71
60	1	3241.86
180	3	121.35

Como es posible observar en la Tabla 3.5 y 3.6 este tipo de esquemas generan componentes frecuenciales que no son filtradas por los relevadores de distancia (inter-armónicos, sub-armónicos) de acuerdo a la sección 2.2.4. En la Figura 3.13 se presenta la característica de operación en un espacio tridimensional donde se aprecia el error en la característica durante la transición de la ventana y en el período de falla, cabe mencionar que aunque se observa que existe una deformación considerable de la característica durante la transición de la ventana (muestras de prefalla y falla), pero el relevador para determinar una la ubicación y detección de la falla es requerido el estimado de la impedancia aparente durante el período de falla, por lo que el error en alcance del relevador ante las componentes frecuenciales presentadas en las Tablas 3.5 y 3.6 es del 3 %, el tiempo de detección de la falla fue de 2.5 ciclos, ocurrió un error en alcance de la característica (ver Figura 3.13), además se observa que la trayectoria de impedancia durante falla no es lineal debido a las componentes frecuenciales en las señales eléctricas de entrada, esto ocasiona además del error en alcance del relevador un retardo de tiempo en la operación del mismo, cabe mencionar que este error puede incrementarse al incrementarse la magnitud de las componentes frecuenciales que no pueden ser filtradas por los filtros digitales convencionales.

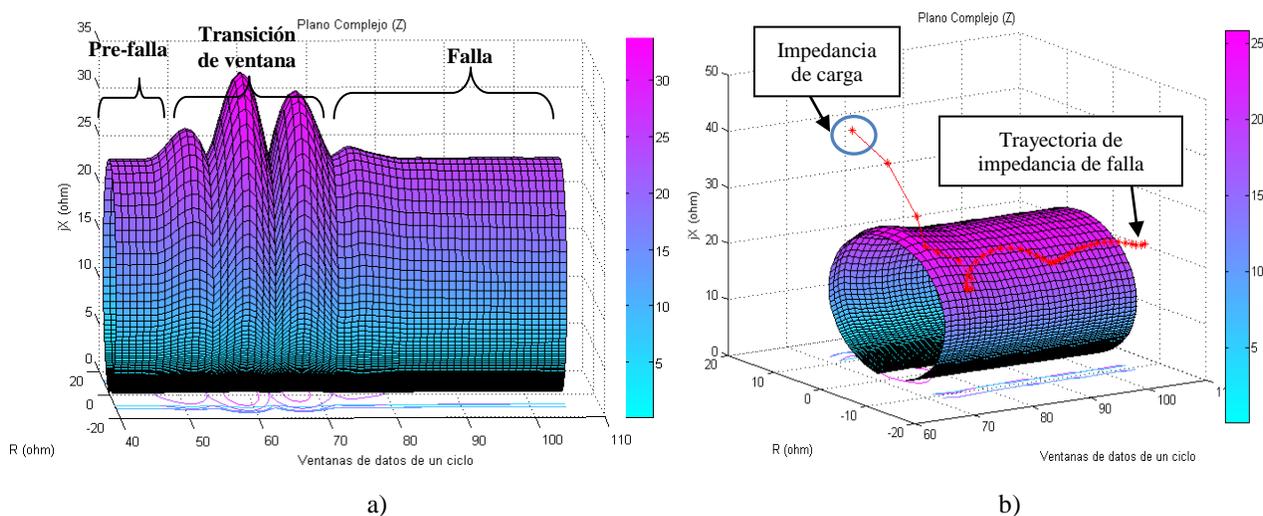


Figura 3.13. Característica de operación dinámica tipo Mho (Sistema STATCOM).
a) Vista lateral indicando etapas de transición. b) Período de falla.

3.3.2 Modelado de dispositivo FACT (UPFC)

La función principal del arreglo del UPFC, el cual consta de dos inversores (*back to back*), es el de permitir el flujo de potencia activa en cualquier dirección entre las terminales de AC de los dos inversores, donde cada convertidor puede generar (o consumir) potencia reactiva en su terminal de AC. A continuación se presenta el modelo del UPFC [24].

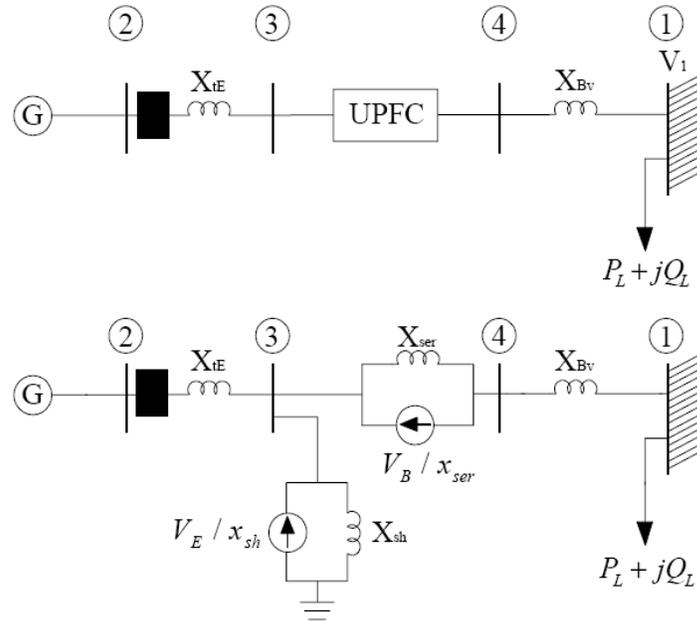


Figura 3.14. Sistema de 4 nodos donde se ubica el UPFC al 50% de la línea de transmisión.

La rama en derivación del dispositivo UPFC (ver Figura 3.14) controlará la magnitud del voltaje del nodo número 3, por lo que se requiere determinar seis incógnitas $\delta_2, \delta_3, |V_B|, \delta_B, |V_E|, \delta_E$ en el problema de estado estacionario. Se asume que $V_1 = 1 \angle 0^\circ$.

Se tiene la restricción de potencia activa cero en las fuentes del dispositivo UPFC,

$$P_{bb} = P_E + P_B = 0 \quad (3.7)$$

donde,

$$P_B = |V_B|^2 G_{mm} + |V_B||V_3|[G_{km} \cos(\delta_B - \delta_3) + B_{km} \text{sen}(\delta_B - \delta_3)] + |V_B||V_4|[G_{mm} \cos(\delta_B - \delta_4) + B_{mm} \text{sen}(\delta_B - \delta_4)] \quad (3.8)$$

$$P_E = -|V_E|^2 G_E + |V_E||V_3|[G_E \cos(\delta_E - \delta_3) + B_E \text{sen}(\delta_E - \delta_3)] \quad (3.9)$$

donde V_E y V_B representan los voltajes de las fuentes del elemento shunt y el elemento serie del UPFC respectivamente, G_E y B_E son la conductancia y susceptancia del elemento shunt, δ_E y δ_B son los ángulos de las fuentes del elemento shunt y el elemento serie, δ_3 y δ_4 son los ángulos de los voltajes en los nodos 3 y 4, y V_3 y V_4 son las magnitudes de voltaje en los nodos 3 y 4 del sistema de la Figura 3.14. Las siguientes definiciones de conductancias y susceptancias son utilizadas en la ecuación 3.8:

$$G_{mm} + jB_{mm} = Z_{ser}^{-1} \quad ; \quad G_E + jB_E = Z_{sh}^{-1} \quad ; \quad G_{km} + jB_{km} = Z_{ser}^{-1} \quad (3.10)$$

Para la solución del problema de estado estacionario se utilizó el método de Newton. Se considera para la formulación del estudio dinámico del dispositivo un modelo de máquina síncrona de tercer orden, incluyendo un sistema de excitación estático. Se adopta la *modulación de ancho de pulso* (PWM) para los VSC (*voltage source converters*) basados en GTO, y se ignoran la resistencia y el transitorio en los transformadores del UPFC. La ecuación que representa la dinámica del voltaje de corriente directa del dispositivo UPFC [24] es:

$$\frac{dv_{cd}}{dt} = \frac{3m_E}{4C_{cd}} \begin{bmatrix} \cos \delta_E & \text{sen} \delta_E \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{Ed} \\ i_{Eq} \end{bmatrix} + \frac{3m_B}{4C_{cd}} \begin{bmatrix} \cos \delta_B & \text{sen} \delta_B \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{Bd} \\ i_{Bq} \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

donde m_E y m_B son la relación de modulación del inversor del elemento shunt y el elemento serie respectivamente, C_{cd} representa el valor de capacitancia de cada inversor, i_{Ed} e i_{Bd} representan las corrientes en eje directo que aportan el elemento shunt y el elemento serie, i_{Eq} e i_{Bq} representan las corrientes en el eje de cuadratura que aportan el elemento shunt y el elemento serie del UPFC.

Las corrientes i_E e i_B que aporta el UPFC al sistema de potencia tanto del elemento shunt como del elemento serie en eje directo d y cuadratura q son:

$$i_{Ed} + i_{Bd} = \frac{b_3(x_{ser} + x_{Bv} + x_{sh}) + b_4x_{sh}}{\Delta_2} \quad (3.12)$$

$$\Delta_2 = (x'_d + x_{tE} + x_{sh})(x_{ser} + x_{Bv}) + x_{sh}(x'_d + x_{tE})$$

$$b_3 = E'_q - \frac{m_E \cos(\delta - \delta_E)v_{cd}}{2}, \quad b_4 = \left[\frac{m_E \cos(\delta - \delta_E)}{2} - \frac{m_B \cos(\delta - \delta_B)}{2} \right] v_{cd} - V_1 \cos \delta$$

$$i_{Eq} + i_{Bq} = \frac{b_1(x_{ser} + x_{Bv} + x_{sh}) + b_2x_{sh}}{\Delta_1} \quad (3.13)$$

$$\Delta_1 = (x'_q + x_{tE} + x_{sh})(x_{ser} + x_{Bv}) + x_{sh}(x'_q + x_{tE})$$

$$b_1 = \frac{m_E \sin(\delta - \delta_E)v_{cd}}{2}, \quad b_2 = \left[\frac{m_B \sin(\delta - \delta_B)}{2} - \frac{m_E \sin(\delta - \delta_E)}{2} \right] v_{cd} + V_1 \sin \delta$$

Con estas corrientes expresadas en función de los estados se representa el sistema MBI incluyendo un dispositivo UPFC como se muestra en la Figura 3.14; para esto, se consideran las fuentes del dispositivo con valores constantes y la reactancia de la línea X_{Bv} se encuentra en función de la ubicación de la falla para observar la aportación del dispositivo. El propósito es evaluar la operación del relevador de distancia, el cual se encuentra ubicado en el bus 2, se utiliza el modelo de tercer orden para la máquina síncrona despreciando la resistencia del estator y se utiliza un sistema estático de excitación, se incluye la dinámica de v_{cd} del UPFC utilizando un control proporcional integrador para controlar el voltaje v_{cd} , y se simula una falla trifásica en la barra infinita para el estudio de estabilidad transitoria y así observar la aportación del dispositivo ante la falla.

En la Tabla 3.7 se muestran los datos del sistema de la Figura 3.14, la falla ocurre en el nodo 1, donde se varía el tramo de impedancia de la línea X_{Bv} en función de la ubicación de la falla d (entre 60% y 80%) para observar el impacto del dispositivo en la impedancia vista por el relevador.

Tabla 3.7
Condiciones iniciales del sistema maquina-barra infinita incluyendo un UPFC en el sistema.

Condiciones iniciales	(P.U.)
Carga	PL=0.3 QL= 0.125
Impedancia de la línea	ZL=0.03/_86
Impedancia de la línea 2-3	XtE=0.5*ZL
Impedancia de la línea 4-1	XBv=(d-0.5)*ZL
Resistencia de Falla	Rf=0.005
Reactancia de elemento shunt	XE = 0.005
Reactancia de elemento serie	XB = 0.005
Reactancia síncrona en eje q	Xq = 0.30
Reactancia síncrona en eje d	Xd = 0.32
Reactancia transitoria en eje d	Xpd=0.120
Reactancia transitoria en eje q	Xpq = 0.30
Constante de inercia	H = 3.5;
Factor de amortiguamiento	D = 0
Constante de tiempo de circuito abierto en eje d	Tpd0 = 4.50
Constantes del sistema de excitación	Ka = 25 Ta = 0.05
Capacitancia del condensador de enlace	Cdc = 2.0
Control proporcional-integral de Vcd	Kp = 1 Ti=0.1
Voltaje en nodo 2	V2=1.0484 + j*0.0575
Voltaje en nodo 3	V3=1.0337 + j*0.0517
Voltaje en la fuente shunt	VE=1.0294 + j*0.0515
Voltaje en la fuente serie	VB=0.0327 + j*0.0489
Voltaje en el nodo 1	V1=1.0

En la Figura 3.15 se observa el impacto del UPFC en la impedancia medida por el relevador desde el bus 2; cuando la falla ocurre al 80% de la línea la zona 1 debe de detectar la falla ya que se encuentra dentro de su zona de protección, debido a la inclusión del UPFC en el sistema de potencia el relevador ve un error en la impedancia aparente medida de acuerdo a la ecuación (3.14), presentando subalcance a la segunda zona de protección.

$$Z_r = 0.5 * Z_L + \frac{I_{Shunt}}{I_{relevador}} (d - 0.5) Z_L + \frac{I_{Serie}}{I_{relevador}} R_f \quad (3.14)$$

donde I_{shunt} es la aportación del elemento shunt del UPFC y la I_{serie} es la aportación del elemento serie y d es la ubicación de la falla.

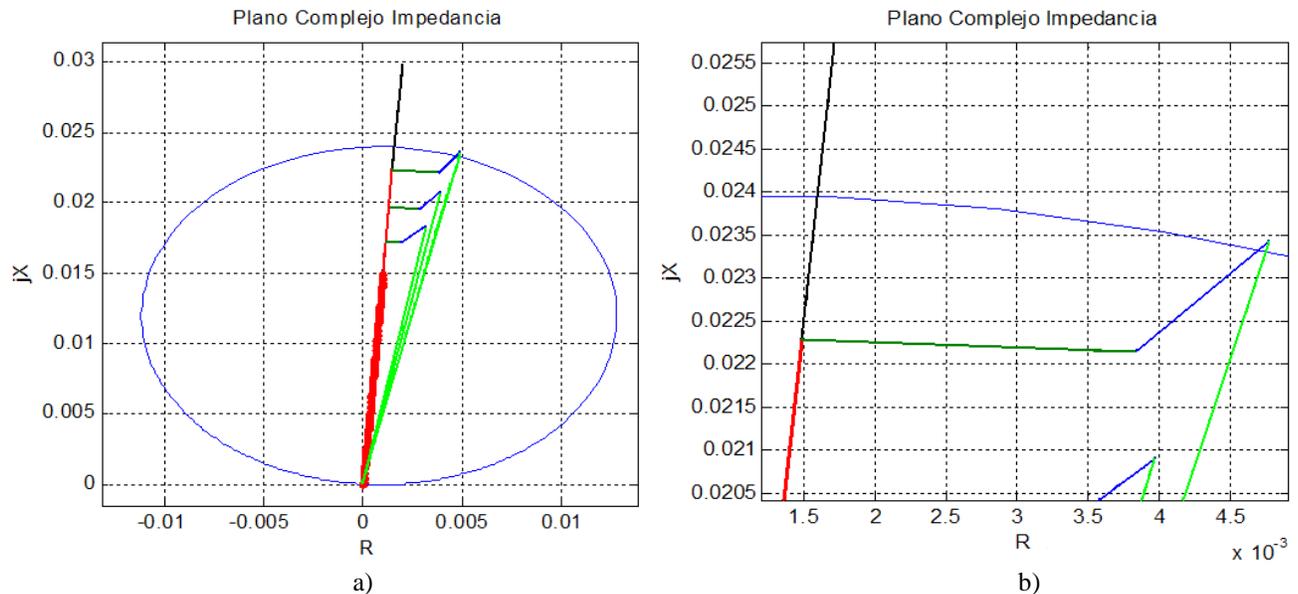


Figura 3.15. a) Error en la medición debido al impacto del UPFC así como el efecto de la resistencia de falla ante una característica tipo MHO. b) Acercamiento de a).

Los tiempos de respuesta de los sistemas de control de los dispositivos tanto para el STATCOM como para el UPFC son de menos de $\frac{1}{2}$ ciclo utilizando un controlador proporcional-integrador. El tiempo de operación del relevador de distancia es de 2 ciclos, por lo tanto como el relevador está viendo un error en la impedancia aparente medida, si el tiempo de respuesta del dispositivo fuera mayor de 2 ciclos este no afectaría en el desempeño de la operación del relevador de distancia.

Para la caracterización del error en el relevador de distancia ante componentes frecuenciales presentes durante una condición de falla por la respuesta del dispositivo se utilizó un sistema de prueba en Matlab/Simulink® de un sistema de potencia utilizando el UPFC como compensador, esto con el fin de evidenciar que ante componentes frecuenciales como las presentadas en la sección 2.2.4, corresponden a frecuencias que los relevadores de distancia no pueden filtrar, generando así un error en la estimación de la impedancia aparente.

Se realiza una simulación aplicando una falla trifásica a 0.65seg con una duración de 150mseg y con una resistencia de falla de 2 ohms al 80% de la línea de transmisión (L2_75km) con un nivel de tensión de 500kV y una impedancia de línea de 30.9/_84.8° ohms, se obtienen las señales de voltaje (V_r) y corriente (I_r) para la unidad de fase (BC) en el nodo B5 (ver Figura 3.16).

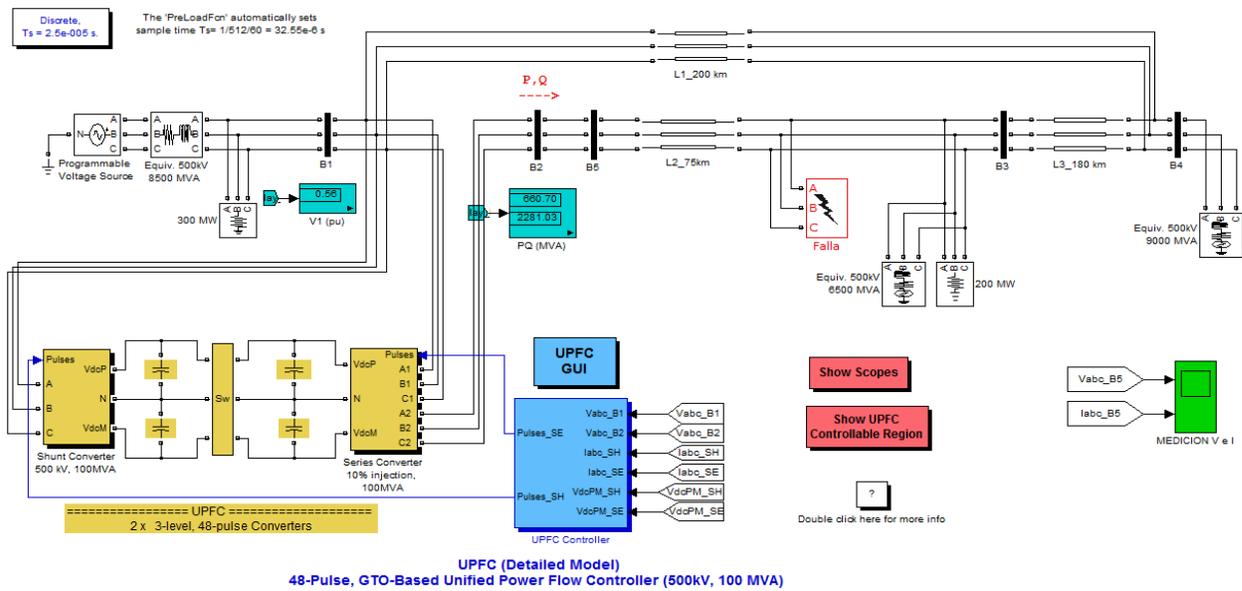


Figura 3.16. Sistema de prueba utilizando el UPFC.

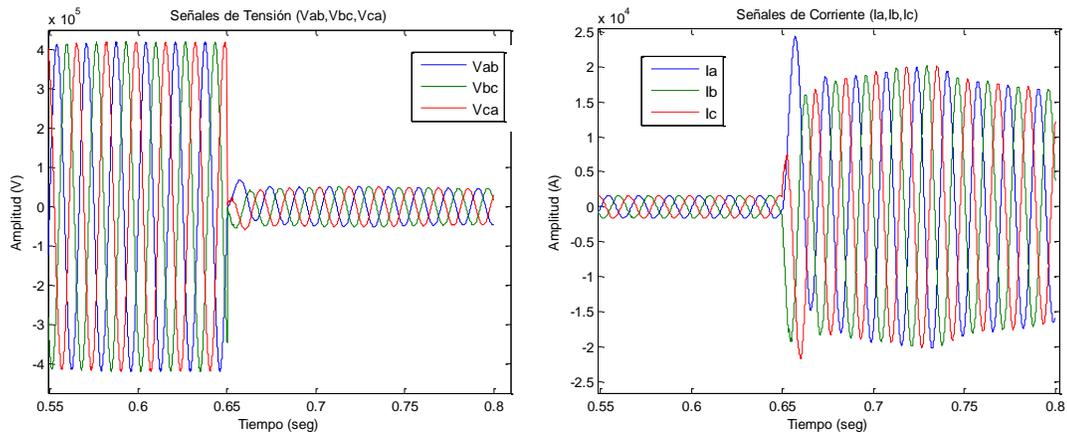


Figura 3.17. Señales de voltaje y corriente medidas en nodo B5.

De las señales presentadas en la Figura 3.17, se obtiene el espectro en frecuencia de la señal de voltaje (V_r) y corriente (I_r) en la Figura 3.18, se utilizan estas señales debido a que representan las señales eléctricas de entrada al relevador de distancia.

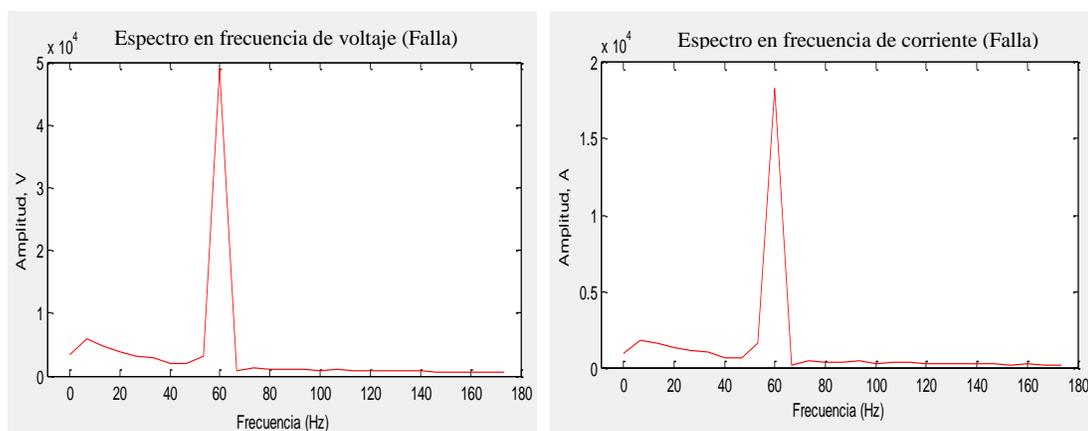


Figura 3.18. Espectro en frecuencia de señales de voltaje (V_r) y corriente (I_r) medidas en nodo B5 durante falla.

En la Tabla 3.8 y 3.9 se presentan las frecuencias dominantes de los espectros en frecuencia de las señales de voltaje (V_r) y corriente (I_r).

Tabla 3.8
Frecuencias dominantes de la señal de voltaje (Nodo B5)

Frecuencia (Hz)	Orden	Amplitud
5	0.083	5820
60	1	48995

Tabla 3.9
Frecuencias dominantes de la señal de corriente (Nodo B5)

Frecuencia (Hz)	Orden	Amplitud
0	0	898.5
5	0.083	1821
60	1	18319

Como es posible observar en la Tabla 3.8 y 3.9 este tipo de esquemas generan componentes frecuenciales que no son filtradas por los relevadores de distancia (inter-armónicos, sub-armónicos) de acuerdo a la sección 2.2.4. Al obtener la característica de operación del relevador en un espacio tridimensional del plano complejo utilizando las señales de tensión y corriente de la Figura 3.17 es posible observar el error en alcance ante estas componentes frecuenciales (ver Figura 3.19), el porcentaje de error en alcance del relevador de distancia es del 2.19% el tiempo de operación de 2.7 ciclos ante esta condición de

operación del sistema de prueba de la Figura 3.14 durante el período de falla. El error en alcance es de baja magnitud debido a que la magnitud de las componentes frecuenciales presentadas en las Tablas 3.8 y 3.9 su magnitud no es considerable, por lo que existirá un error en el estimado de la trayectoria de impedancia aparente pero no en gran magnitud en el período de falla (2.19%). Cabe mencionar que para las condiciones analizadas del sistema se presentan las componentes frecuenciales en las Tablas 3.8 y 3.9, pero estas componentes pueden ser de mayor magnitud dependiendo de la configuración de operación del UPFC, ya que es utilizado como compensador serie y como regulador de tensión en el sistema eléctrico de potencia.

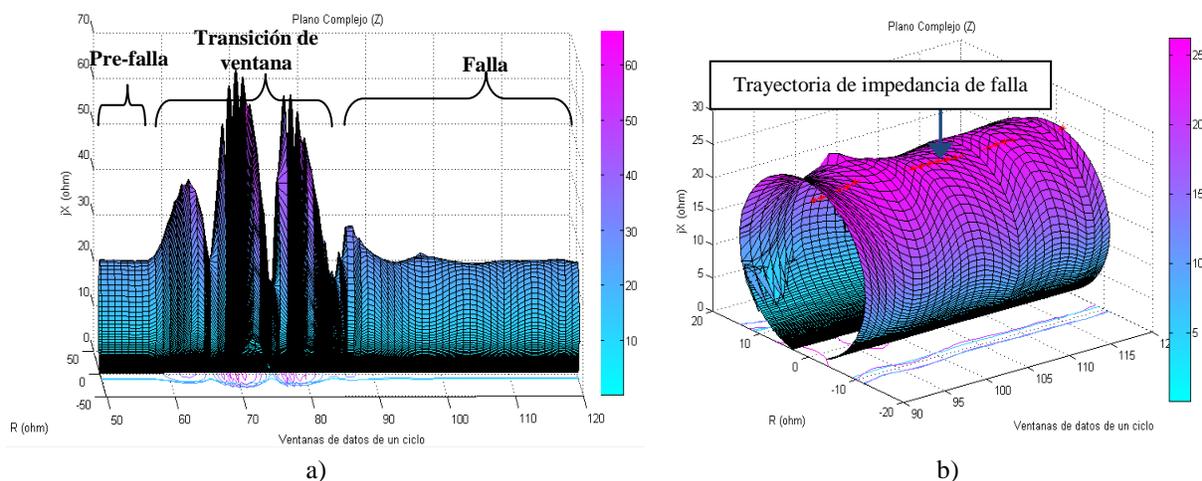


Figura 3.19. Característica de operación dinámica tipo Mho (Sistema UPFC).
a) Vista lateral indicando etapas de transición. b) Período de falla.

3.4 MODELO DE DISPOSITIVOS DE COMPENSACIÓN SERIE

Los bancos de capacitores para compensación serie son utilizados para incrementar la capacidad de transmisión de potencia en líneas de transmisión. La generación, transmisión y distribución de la energía en el sistema eléctrico presenta un gran reto, ya que las centrales de generación de energía se encuentran ubicadas en áreas lejanas a la carga debido a los diferentes esquemas de generación, por lo que la transmisión de la energía desde la central generadora hacia la carga recorre un largo camino a través de las líneas de transmisión que recorren grandes distancias, la infraestructura de la red de transmisión de energía esta limitada en capacidad debido al constante incremento de la demanda de energía, por lo que esto resulta en la necesidad de incrementar la capacidad del sistema de transmisión a un costo bajo para

mantener una operación económica y confiable del sistema de transmisión. La necesidad del incremento de transferencia de energía en el sistema de transmisión significa construir más líneas de transporte de energía o compensación serie de las líneas ya existentes.

Los bancos de capacitores utilizados para compensación serie mejoran la estabilidad del sistema, reducen pérdidas del sistema, mejoran el perfil de voltaje de las líneas y optimizan el flujo de corriente entre líneas conectadas en paralelo. El costo de un banco de capacitores para compensación serie es de alrededor del 10% del costo de una nueva línea de transmisión. Por lo tanto, la recuperación de la inversión de un banco de capacitores para la compensación serie es de unos pocos años. Por otra parte, es muy difícil medir la componente de frecuencia fundamental de las señales de voltaje y corriente al tener compensación serie en una línea; ya que el sistema se vuelve un circuito RLC resonante. Cuando se tiene compensación serie en las líneas, existen problemas durante fallas de fase a tierra para determinar si la compensación serie se encuentra dentro del lazo de falla ó no, por lo que esto ocasiona problemas en la detección de la falla ocasionando sobre alcance de la protección a otras zonas.

Los sobrevoltajes transitorios pueden ocurrir en líneas con compensación serie excediendo el voltaje nominal de la línea a 2.0 por unidad (p.u.) ocasionando disparos en líneas adyacentes debido a la sobretensión generada. La causa de estos sobrevoltajes es una descarga oscilatoria del banco de capacitor serie la cual es iniciada por el dispositivo de protección de sobretensión del banco (*Spark gap*) el cual opera en función a la magnitud de corriente de falla que se presente en la línea. Como consecuencia, una forma de onda de voltaje aparecerá en las líneas no falladas, la cual es superpuesta a la señal de 60Hz ocasionando sobrevoltajes en las líneas adyacentes [25].

Existen soluciones en algoritmos de protección de distancia para la compensación del error debido al sobrealcance de la protección [26], estas soluciones no compensan el error al 100%, ya que al existir una corriente de falla de baja magnitud cerca del compensador serie este permanecerá conectado a la línea ocasionando que el relevador vea la falla atrás [26], pero también existe el error en el estimado del fasor debido a las características de la línea (Circuito RLC resonante) y puede generar componentes de baja frecuencia durante una falla en la línea. Por lo tanto, frecuencias de tipo inter-armónico y sub-armónico ocasionan un error en el

estimado, dando paso a errores en la impedancia aparente medida y por consiguiente un error en la detección de la falla.

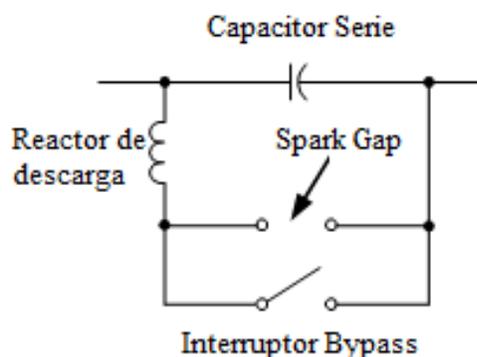


Figura 3.20. Esquema del compensador serie.

Los capacitores serie requieren de varistores de óxido de metal (MOV's) ó Spark Gaps para reducir ó eliminar los sobrevoltajes a través de los capacitores (ver Figura 3.20). Los MOV's cortocircuitan para remover el capacitor de la línea cuando ocurre una sobretensión en la línea, pero no deberán operar ante corrientes de falla de pequeña magnitud. Por lo tanto, el sistema de protección de la línea (relevador de distancia) deberá de operar correctamente ante una falla con el compensador serie en operación.

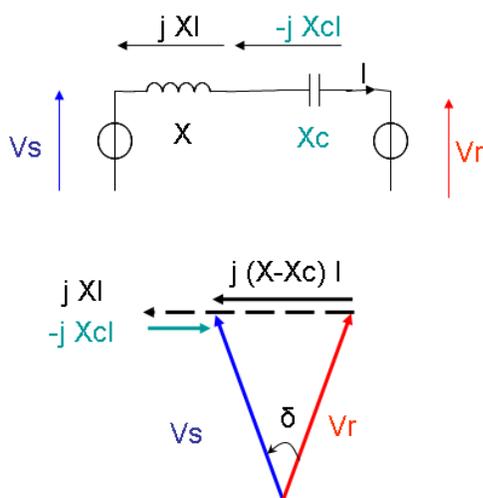


Figura 3.21. Modelo del Compensador Serie en el sistema de potencia.

En la Figura 3.21 se presenta el modelo del compensador serie en el sistema de potencia, donde al tener un capacitor serie en la línea ($-jX_{cI}$) se reducirá la distancia eléctrica de la línea permitiendo así una mayor capacidad de transferencia de energía.

En (3.15) se presentan las ecuaciones de flujos de potencia activa y reactiva en una línea de transmisión, por lo que al considerar un banco de compensación serie se tendrá una reducción en la reactancia total de la línea, ya que se restará la reactancia de la línea menos la reactancia capacitiva del banco, obteniendo así un incremento en la capacidad de transferencia de energía, como se muestra en (3.15).

$$P_{SR} = \frac{|V_s||V_R|}{jX_l - jX_{cl}} \text{sen}(\theta_S - \theta_R)$$

$$Q_{SR} = \frac{|V_s||V_R|}{jX_l - jX_{cl}} [1 - \cos(\theta_S - \theta_R)]$$
(3.15)

Donde:

V_S =Voltaje en nodo de envío S.

V_R =Voltaje en nodo de recepción R.

jX_l =Reactancia inductiva de la línea.

jX_{cl} =Reactancia capacitiva del banco de capacitores.

θ_S =Ángulo de fase del voltaje en nodo de envío S.

θ_R =Ángulo de fase del voltaje en nodo de recepción R.

Cuando se tiene un compensador serie en el sistema de potencia se presenta el problema de sobrealcance en la operación del relevador de distancia, ya que si el compensador serie se encuentra entre la ubicación del relevador y la falla, el lazo de falla estará formado por la impedancia de la línea al punto de falla, la resistencia de falla y la impedancia equivalente del compensador serie (ver Figura 3.22). Debido a la impedancia equivalente del compensador serie que es de tipo resistivo-capacitivo, esta impedancia desfasa la impedancia aparente medida [27] como se muestra en la Figura 3.23 presentando sobrealcance en la medición de la impedancia aparente.

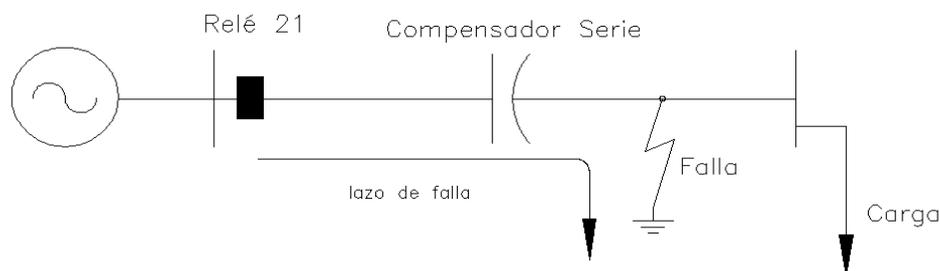


Figura 3.22. Sistema de potencia considerando compensación serie en la línea de transmisión.

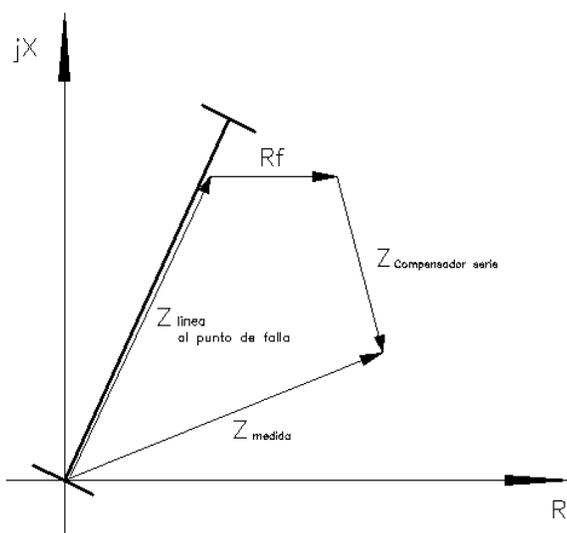


Figura 3.23. Sobrealcance del relevador de distancia debido a la compensación serie.

Una vez adquiridas las señales de V-I donde se ubica el relevador (ver Figura 3.22), se procesan en el algoritmo del relevador de distancia para obtener la trayectoria de impedancia aparente [9]. La trayectoria de impedancia aparente cuando ocurre la falla para el sistema de la Figura 3.22 se muestra en la Figura 3.24, se considera un ajuste de primera zona del relevador de 16.48 ohms (80% de la impedancia de la línea) con un ángulo de 75.96 grados, y un ajuste de segunda zona de 40 ohms con un ángulo de 75.96 grados [9].

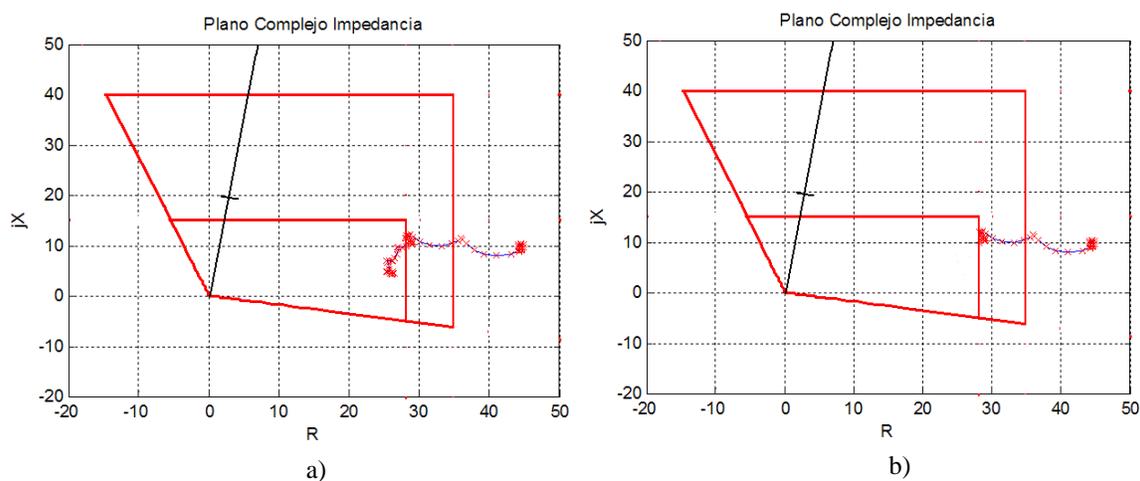


Figura 3.24. Trayectoria de impedancia aparente del relevador en el sistema.
a) Con compensador serie. b) Sin compensador serie.

En la Figura 3.24 se puede observar que cuando se tiene un dispositivo de compensación serie en la línea se presenta un error de tipo resistivo-capacitivo que ocasiona un sobrealcance, la trayectoria de impedancia que se observa en la Figura 3.24 es debido a una falla en la fase A del sistema de la Figura 3.22 cuando el dispositivo se encuentra en operación. Otra

observación ante este error en la medición es que cuando las fallas sean cercanas al relevador de distancia, la impedancia aparente se desfasará hacia el cuarto cuadrante donde se presentarán problemas de direccionalidad.

Para la Figura 3.24 se muestran la zona 1 y la zona 2 del relevador, utilizando una característica cuadrilateral; si la falla se presenta en la zona 2 y se considera el compensador serie en la línea, se presenta un sobrealcance hacia la zona 1 operando el relevador en la zona 1 y no en la zona 2 donde ocurre la falla, por lo tanto el relevador opera de forma incorrecta.

Para la caracterización del error en el relevador de distancia ante componentes frecuenciales presentes durante una condición de falla por la respuesta del dispositivo se utilizó un sistema de prueba en Matlab/Simulink® de un sistema de potencia utilizando el Compensador Serie, esto con el fin de evidenciar que ante componentes frecuenciales como las presentadas en la sección 2.2.4, corresponden a frecuencias que los relevadores de distancia no pueden filtrar, generando así un error en la estimación de la impedancia aparente. Se realiza una simulación aplicando una falla monofásica a 0.05seg con una duración de 150mseg y con una resistencia de falla de 2 ohms al 100% de la línea de transmisión (Line 1 300km) con un nivel de tensión de 735kV y una impedancia de la línea de 123.6/_84.8° ohms, se obtienen las señales de voltaje (V_r) y corriente (I_r) para la unidad de fase (BC) en el nodo B1 (ver Figura 3.25).

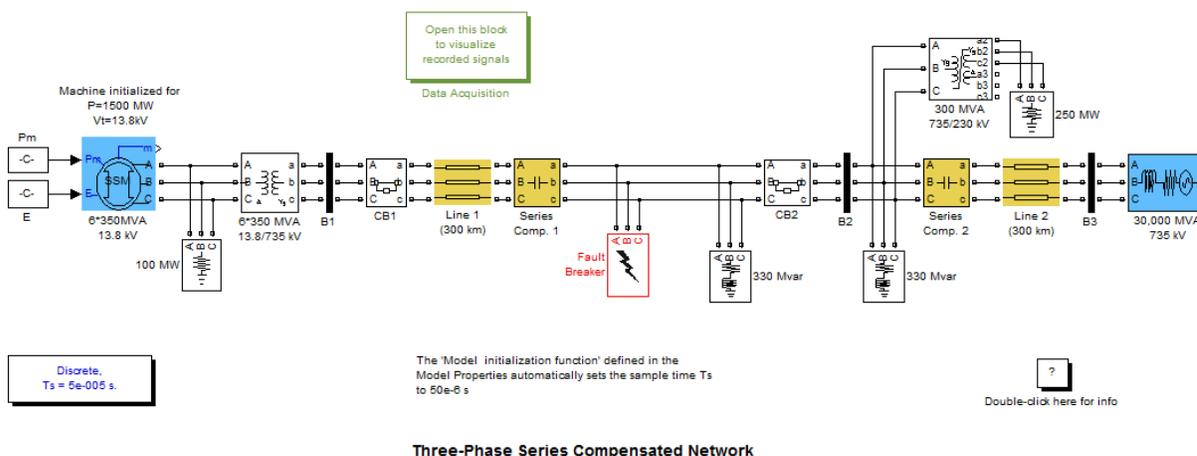


Figura 3.25. Sistema de prueba utilizando el Compensador Serie.

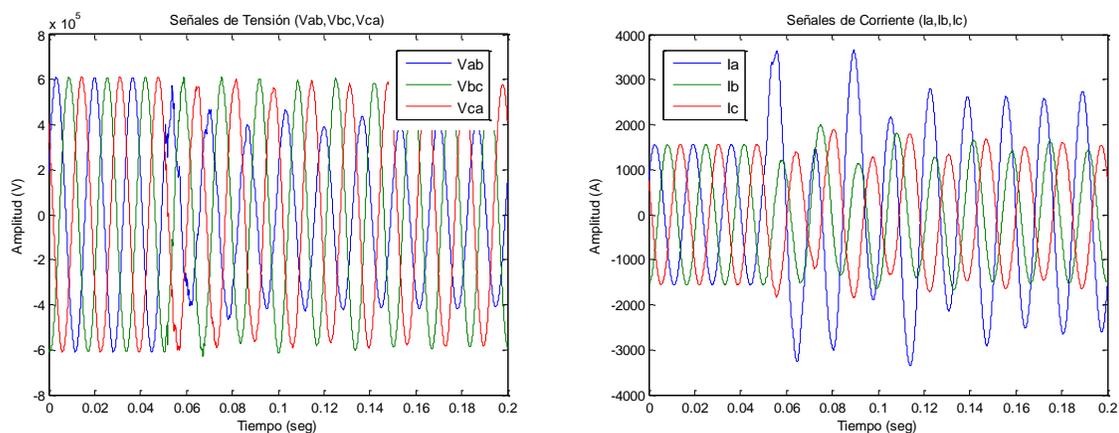


Figura 3.26. Señales de voltaje y corriente medidas en nodo B1.

De las señales presentadas en la Figura 3.26, se obtiene el espectro en frecuencia de la señal de voltaje (V_r) y corriente (I_r) en la Figura 3.27, es posible apreciar en las señales que durante el período de falla se presentan componentes de baja frecuencia, las cuales afectan el desempeño de operación del relevador de distancia. En los espectros en frecuencia que se presentan en la Figura 3.29 se confirma el contenido frecuencial en las señales de la Figura 3.28.

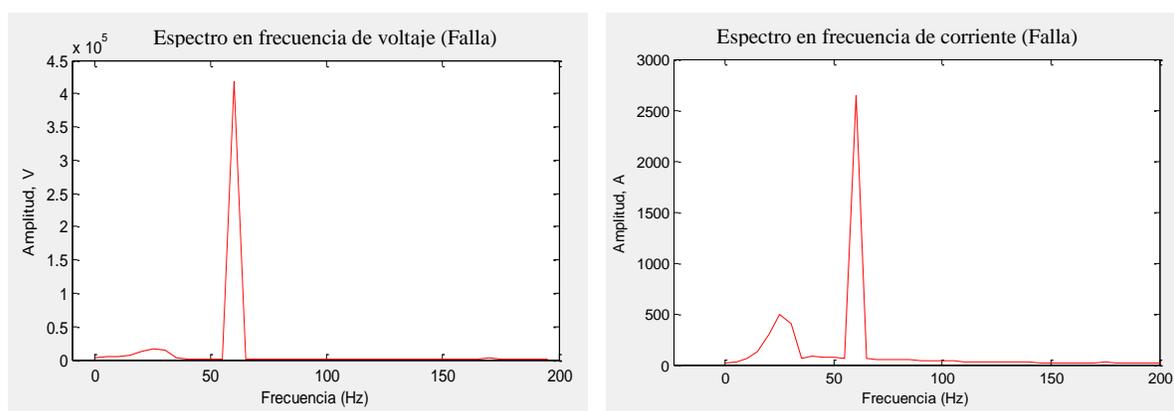


Figura 3.27. Espectro en frecuencia de señales de voltaje (V_r) y corriente (I_r) medidas en bus de envío B1 durante falla en la línea.

En la Tabla 3.10 y 3.11 se presentan las frecuencias dominantes de los espectros en frecuencia de las señales de voltaje (V_r) y corriente (I_r).

Tabla 3.10
Frecuencias dominantes de la señal de voltaje (Bus de envío B1)

Frecuencia (Hz)	Orden	Amplitud
20	0.33	12126.92
25	0.41	16230.20
30	0.5	14810.59
60	1	417259.56

Tabla 3.11
Frecuencias dominantes de la señal de corriente (Bus de envío B1)

Frecuencia (Hz)	Orden	Amplitud
0	0	11.37
15	0.25	132.64
20	0.33	301.58
25	0.41	491
30	0.5	405
60	1	2642.69

Como es posible observar en la Tabla 3.10 y 3.11 este tipo de esquemas generan componentes frecuenciales que no son filtradas por los relevadores de distancia (inter-armónicos, sub-armónicos). En la Figura 3.28 se presenta la característica de operación en un espacio tridimensional donde se aprecia el error en la característica durante la transición de la ventana y en el período de falla, por lo que el error en alcance del relevador ante las componentes frecuenciales presentadas en las Tablas 3.10 y 3.11 es del 15.8 % en el período de falla y un tiempo de operación de 2.8 ciclos, cabe mencionar que de los dispositivos analizados el compensador serie es el que presenta el error mayor en el estimado de la impedancia aparente medida.

Las frecuencias dominantes en el esquema de compensación serie durante la falla son componentes de baja frecuencia de magnitud considerable, ocasionando un error en el estimado de la impedancia aparente medida por el relevador y por consiguiente el error en alcance (ver Figura 3.28). El error en la trayectoria ocasiona un sobrealcance a zona 1, ya que la falla ocurre al 100% de la línea (zona 2 de protección), pero al evaluar la trayectoria en el período de falla utilizando la característica de operación en zona 1 se observa un

comportamiento errático debido al error en el estimado ocasionado por el filtro Coseno generando un mal desempeño de operación del relevador tanto en alcance de la característica como en tiempo de operación del relevador de distancia.

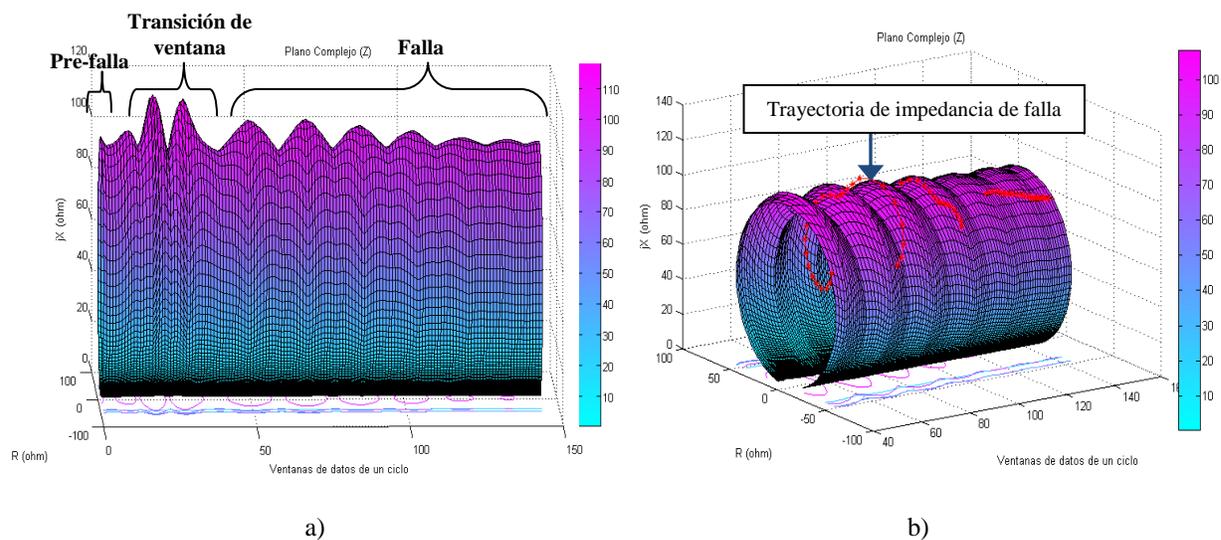


Figura 3.28. Característica de operación dinámica tipo Mho (Sistema Compensación Serie).
a) Vista lateral indicando etapas de transición. b) Período de falla.

La respuesta a la frecuencia de los filtros digitales convencionales (ver sección 2.2.4) permiten que estas componentes de baja frecuencia se infiltren en el estimado del fasor de la componente fundamental generando errores en la detección de la falla (ver Figura 3.28).

3.5 EVALUACIÓN DE EVENTO DE FALLA REAL I (EÓLICA LVD)

En esta sección se presentan señales de un evento real de falla, el cual fue proporcionado por Comisión Federal de Electricidad (CFE), México, el evento fue registrado en una línea de 230kV y no se cuenta con la información de la impedancia de la línea, por lo que se consideró una impedancia de $75/_82.4^\circ$ ohms para una línea típica de 230kV, que esta interconectada con la central eólica de La Venta II con una capacidad de 100MW de generación aproximadamente, la frecuencia del sistema es de 60Hz, y las señales presentan una frecuencia de muestreo a 128 muestras por ciclo (ver Figura 3.29). Cabe mencionar que la unidad de fase (BC) del relevador de distancia es utilizada para la evaluación del evento.

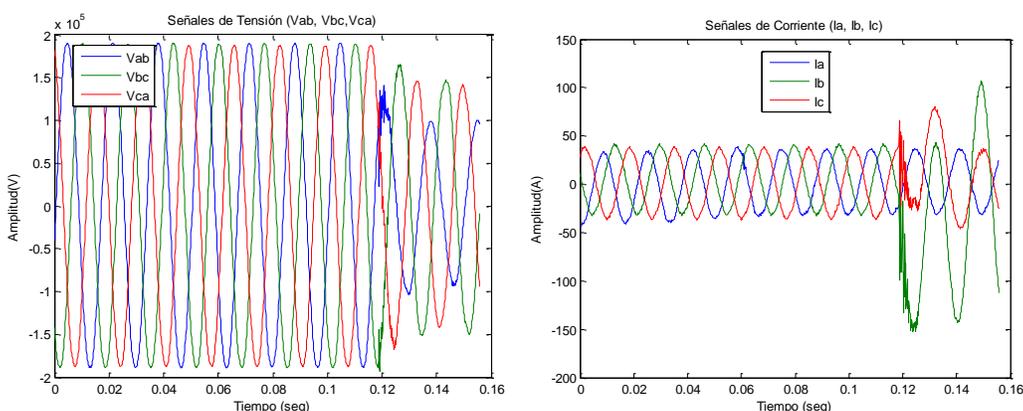


Figura 3.29. Señales de voltaje y corriente registradas (Evento de Falla Eólica LVD CFE).

En la Figura 3.30 se presenta la trayectoria de impedancia aparente del evento de falla registrado, es posible apreciar el error en el período de falla. De acuerdo a la sección 3.1, una central eólica interconectada a la red eléctrica puede generar componentes frecuenciales durante el período de falla que los filtros digitales convencionales no pueden filtrar, esto genera un error en la detección de la falla como se presenta en la Figura 3.30.

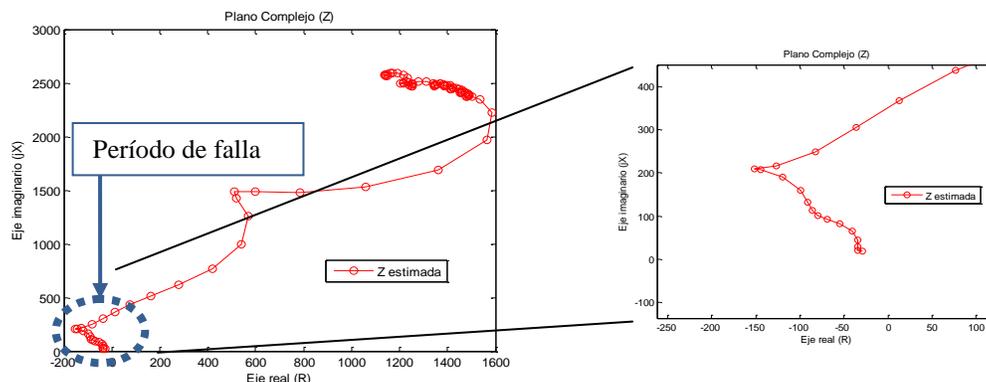


Figura 3.30. Trayectoria de impedancia aparente estimada (Evento de Falla Eólica LVD CFE).

Al reproducir el evento de falla y poder determinar el error en alcance del relevador de distancia, se presenta la característica de operación (Mho) en un espacio tridimensional del plano complejo impedancia (ver Figura 3.31).

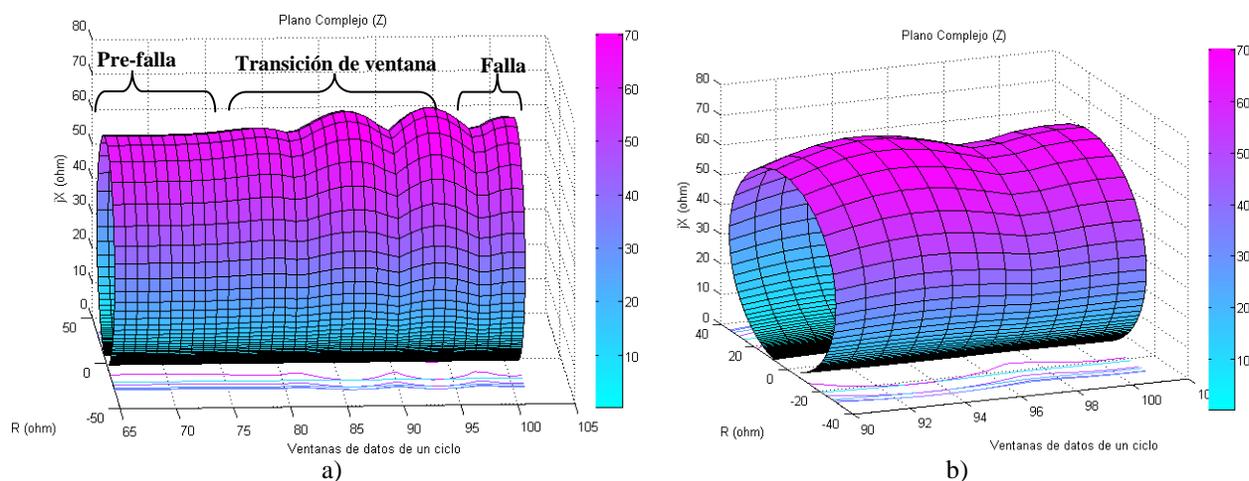


Figura 3.31. Característica de operación dinámica tipo Mho (Evento de Falla LVD CFE).
a) Vista lateral indicando etapas de transición. b) Período de falla.

En la Figura 3.31 se presenta la característica de operación en un espacio tridimensional donde se aprecia el error en la característica durante la transición de la ventana y en el período de falla, por lo que el error en alcance del relevador ante este evento de falla es del 5.8 % en el período de falla y no opera el relevador ante la falla, el evento presentado confirma que al estar interconectada una central eólica a la red eléctrica se presentará un error en alcance del relevador de distancia ocasionando problemas de detección de la falla.

3.6 EVALUACIÓN DE EVENTO DE FALLA REAL II (COMPENSACIÓN SERIE)

En esta sección se presentan señales de un evento real de falla, el cual fue proporcionado por ERLPhase Power Technologies Ltd, Canadá, el evento fue registrado en una línea de 230kV con compensación serie con una impedancia de $10/_84.8^\circ$ ohms, la frecuencia del sistema es de 50 Hz, en la línea ocurrió una falla bifásica (BC) a tierra, por lo que se utiliza la unidad de fase (BC) del relevador para la evaluación del evento, la señales presentan una frecuencia de muestreo a 96 muestras por ciclo (ver Figura 3.32). Cabe mencionar que las señales registradas e impedancia de la línea están referenciadas al lado secundario de los transformadores de medición.

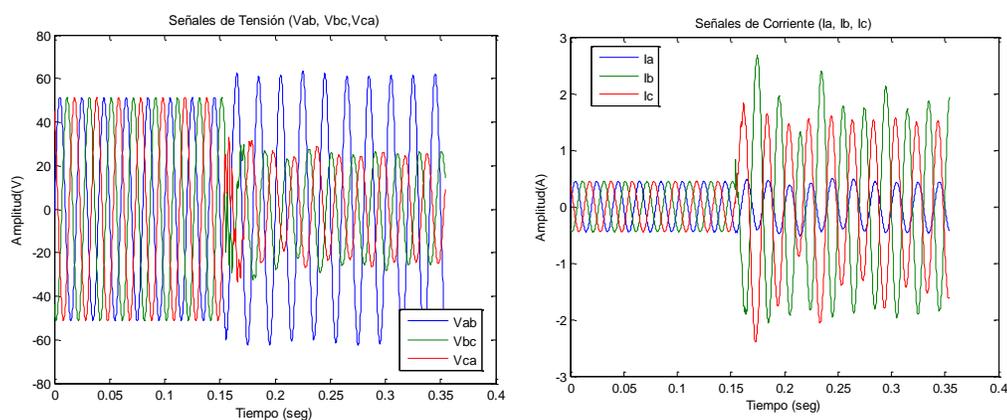


Figura 3.32. Señales de voltaje y corriente registradas (Evento de Falla Comp. Serie ERLPhase).

En la Figura 3.33 se presenta la trayectoria de impedancia aparente del evento de falla registrado, es posible apreciar el error en el período de falla. De acuerdo a la sección 3.3, la compensación serie en una línea de transmisión puede generar componentes frecuenciales de baja frecuencia durante el período de falla que los filtros digitales convencionales no pueden filtrar, esto genera un error en la detección de la falla como se presenta en la Figura 3.33.

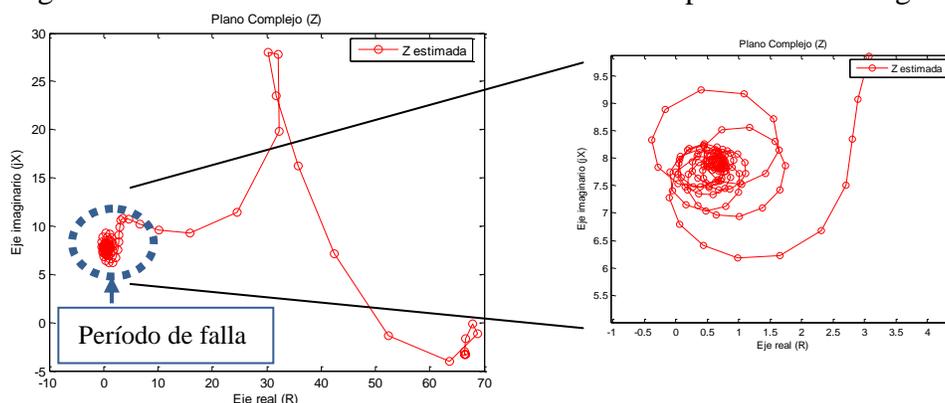


Figura 3.33. Trayectoria de impedancia aparente estimada (Evento de Falla Comp. Serie ERLPhase).

Al reproducir el evento de falla y poder determinar el error en alcance del relevador de distancia, se presenta la característica de operación (Mho) en un espacio tridimensional del plano complejo impedancia (ver Figura 3.34).

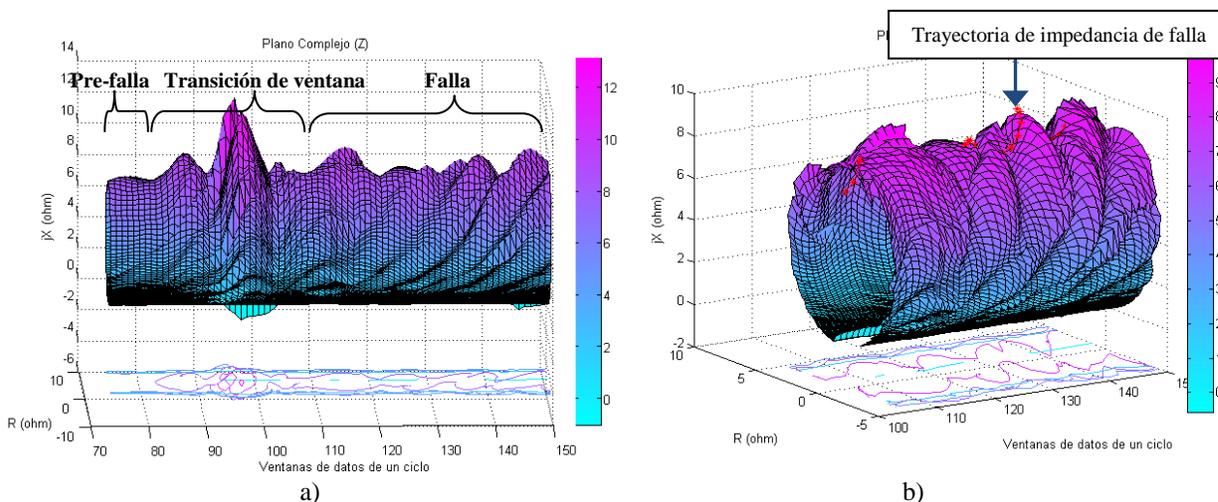


Figura 3.34. Característica de operación dinámica tipo Mho (Evento de Falla Comp. Serie ERLPhase).
a) Vista lateral indicando etapas de transición. b) Período de falla.

En la Figura 3.34 se presenta la característica de operación en un espacio tridimensional donde se aprecia el error en la característica durante la transición de la ventana y en el período de falla, por lo que el error en alcance del relevador ante este evento de falla es del 16.17 % en el período de falla y un tiempo de operación de 2.5 ciclos, el evento presentado confirma que al incluir compensación serie en una línea, se presentará un error en alcance del relevador de distancia ocasionando problemas de detección de la falla y de retardo de tiempo de operación. Al comparar el error en alcance del evento de la central eólica y la línea con compensación serie, se observa que la compensación serie genera componentes de baja frecuencia en mayor magnitud en comparación con el evento de la central eólica durante el período de falla, los eventos de falla presentados confirman el error tanto en alcance como en tiempo de operación en el estimado de la impedancia aparente.

Tabla 3.12
Porcentaje de error de eventos de falla

Evento	% Error de Alcance	% Error de tiempo de operación
Simulado Eólica	5.7	No opera
Simulado STATCOM	3	150
Simulado UPFC	2.19	170
Simulado Comp. Serie	15.8	180
Real Eólica	5.8	No opera
Real Comp. Serie	16.17	150

3.7 CONCLUSIONES

La deformación de la característica nos permite evaluar el error en alcance del relevador de distancia. La trayectoria de la falla en el plano complejo impedancia nos permite evaluar el retardo en el tiempo de operación. La medida del error debido a componentes frecuenciales asíncronas afectan tanto el alcance como el tiempo de operación del relevador.

Los dispositivos de nueva generación como las centrales eólicas, utilizan equipo de electrónica de potencia para optimizar la generación de energía, también equipos de compensación como los FACTS, como el STATCOM que controla la regulación de voltaje y el UPFC que mejora la capacidad de transferencia de energía y la estabilidad del sistema de potencia utilizan equipo de electrónica de potencia y son interconectados al sistema eléctrico de potencia, estos dispositivos y esquemas de generación que utilicen equipo de electrónica de potencia generan componentes frecuenciales de tipo inter-armónico y sub-armónico.

En el caso del compensador serie que es el más utilizado por su bajo costo en comparación con los otros esquemas de compensación para incrementar la transferencia de energía en líneas de transmisión, la magnitud de las componentes frecuenciales generadas de baja frecuencia son de mayor magnitud con respecto a las de los otros dispositivos (STATCOM, UPFC) y las centrales eólicas, por lo que los errores en los relevadores de distancia durante un evento de falla serán considerables. El error en el estimado de la impedancia aparente fue confirmado al evaluar eventos de falla reales en la sección 3.5.

Capítulo 4

Métodos de filtrado de las señales de entrada de relevadores de distancia

4.1 INTRODUCCIÓN

La calidad de las señales de voltaje y corriente son en la actualidad un problema de importancia para el sistema eléctrico de potencia que afecta la operación de la red eléctrica, a los consumidores de energía y los fabricantes de equipo eléctrico-electrónico. El problema en la calidad de las señales de voltaje y corriente debido a la inclusión de equipos que basan su operación en electrónica de potencia, dispositivos FACTS, bancos de capacitores para la compensación serie y centrales eólicas en la red eléctrica son la razón por la cual se necesitan ciertos requerimientos para una buena calidad de la energía en el sistema eléctrico de potencia.

Las señales de tensión y de corriente se esperan que sean puramente sinusoidales con una frecuencia y una amplitud especificada. Los convertidores electrónicos de potencia modernos generan una amplia banda espectral de componentes armónicas las cuales deterioran la calidad de la energía entregada, incrementan las pérdidas de energía así como también deterioran la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia [28]. En algunos casos, los esquemas de convertidores de potencia a gran escala, generan además de las componentes armónicas típicas de la operación del convertidor ideal, componentes frecuenciales no características, subarmónicas e interarmónicas las cuales deteriorarán en gran medida la calidad de energía del voltaje y la corriente. La estimación de estas componentes es muy importante para cuestiones de control y de protección del sistema eléctrico de potencia, la caracterización de estas componentes permiten compensar errores en medición de los sistemas de protección eléctrica como es el caso del relevador de distancia. Las componentes frecuenciales como interarmónicos y subarmónicos no pueden ser filtradas por los filtros digitales convencionales, como el Filtro Fourier y el Coseno utilizados en relevadores de distancia. El objetivo de los filtros digitales convencionales es el de estimar los fasores de componente fundamental de las señales eléctricas de entrada al relevador, pero al existir componentes frecuenciales que no pueden filtrar se presenta un error en el estimado de los fasores de componente fundamental y

por consiguiente se presenta un error en el estimado de la impedancia aparente ocasionando problemas de detección de la falla.

En la presente sección se presenta el marco teórico de los métodos de estimación para el filtrado de señales en algoritmos de protección de distancia, como son el Filtro Fourier y Coseno, Mínimos Cuadrados y Método de Prony.

4.2 FILTROS DIGITALES CONVENCIONALES

En esta sección se presentan los fundamentos y la evaluación de los filtros digitales convencionales, Filtro de Fourier y el Filtro Coseno usados en algoritmos de relevadores de distancia. Los algoritmos de Fourier se basan en la obtención de las componentes ortogonales del fasor [29], que representan la componente fundamental de una señal $x(t)$, como:

$$Y_C = \int_0^T x(t) \cos(\omega_o t) dt \quad (4.1)$$

$$Y_S = \int_0^T x(t) \text{sen}(\omega_o t) dt \quad (4.2)$$

donde T es el período de observación de la señal de entrada, que debe ser un múltiplo del período de la frecuencia fundamental ω_o .

4.2.1 Filtro de Fourier

Las formas discretas de (4.1) y (4.2) constituyen el algoritmo de Fourier para el filtrado digital de la componente fundamental. Para una ventana de datos de un ciclo y un número par K de muestras por ciclo, se obtiene:

$$Y_C^{(i)} = \frac{2}{K} \sum_{k=1}^K x_k \cos(k\theta) \quad (4.3)$$

$$Y_S^{(i)} = \frac{2}{K} \sum_{k=1}^K x_k \text{sen}(k\theta) \quad (4.4)$$

donde θ es el ángulo de frecuencia fundamental entre muestras definida por el período de muestreo Δt ($\theta = \omega_o \Delta t$), e i es la muestra que caracteriza a la ventana de datos cuya información se ha procesado.

El módulo y el ángulo del fasor correspondiente a la ventana de datos en la muestra i , la cual es la muestra final de la ventana de datos analizada, están dados por:

$$|Y^{(i)}| = \sqrt{[Y_C^{(i)}]^2 + [Y_S^{(i)}]^2} \quad (4.5)$$

$$\varphi^{(i)} = \arctan \frac{Y_S^{(i)}}{Y_C^{(i)}} = \arctan \left(\frac{Y_S}{Y_C} \right) - \theta i \quad (4.6)$$

Es decir, el fasor calculado presenta la magnitud estimada, pero gira a medida que la ventana de datos se desplaza con respecto a la señal. Esta rotación del fasor no afecta en relevadores de una señal de entrada, donde sólo interesa la magnitud, o en los que responden al cociente de dos fasores como en los relevadores de distancia.

En general, con una ventana de datos de un ciclo y K muestras por ciclo (siendo K par) es posible determinar por Fourier un total de $K/2-1$ armónicas según el teorema de Nyquist. Las componentes ortogonales del fasor correspondiente a la m -ésima armónica están dadas por:

$$Y_C^{(i)}(m) = \frac{2}{K} \sum_{k=1}^K x_k \cos(mk\theta) \quad m = 1, 2, \dots, \frac{K}{2} - 1 \quad (4.7)$$

$$Y_S^{(i)}(m) = \frac{2}{K} \sum_{k=1}^K x_k \text{sen}(mk\theta) \quad m = 1, 2, \dots, \frac{K}{2} - 1 \quad (4.8)$$

Como puede apreciarse, el filtro de Fourier está formado por la combinación de dos filtros ortogonales (el Coseno y el Seno), en los que se forman por separado y simultáneamente las componentes real e imaginaria del fasor. Por ello, los cálculos realizados sobre muestras correspondientes a una ventana de datos dan como resultado las componentes del fasor resultante.

A. Respuesta del Filtro Fourier

En esta sección se evalúa el Filtro Fourier utilizando una señal tensión y de corriente del sistema eléctrico de potencia con la adición de componentes frecuenciales como interarmónicos y sub-armónicos durante el período de falla. Las señales fueron generadas en MATLAB® a una frecuencia de muestreo de 16 muestras por ciclo, se muestran 8 ciclos de prefalla y 5 ciclos de falla, se utilizaron frecuencias en falla de 60 Hz, 48Hz y 72Hz debido a que según los resultados obtenidos en el capítulo anterior, están en el rango de frecuencias generadas por equipo electrónico de potencia. La respuesta a la frecuencia del filtro ante señales que contengan estas componentes generará un error en el estimado de los fasores de componente fundamental (ver sección 2.2.4).

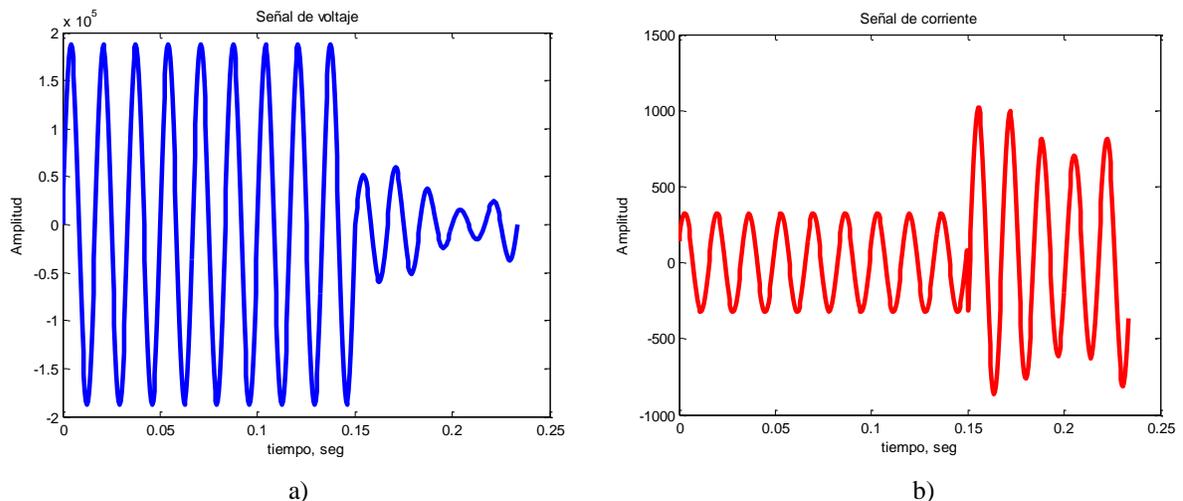


Figura 4.1. Señales de prueba generadas con frecuencias en falla 60 Hz, 48Hz y 72Hz.
a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.

La estimación se realiza por cada ventana de datos de 16 muestras por ciclo, donde los fasores correspondientes al modelo de señal son estimados por cada ventana de 1 ciclo. La ventana de datos es una ventana deslizante muestra a muestra. La estimación de los fasores fundamentales de las señales de corriente de prueba se realiza con el Filtro Fourier, una vez estimados los fasores se reconstruye en el tiempo para evaluar el error entre la señal fundamental estimada con Filtro Fourier y la señal fundamental real.

En la Figura 4.2 se presenta la comparación la señal fundamental y la señal estimada con Filtro Fourier utilizando (4.5) y (4.6) durante el primer ciclo de falla de la Figura 4.1, se puede observar que la diferencia entre la *Señal fundamental* y la *Señal fundamental estimada* es

considerable durante el período de falla al existir componentes frecuenciales que no pueden ser filtradas debido a la respuesta a la frecuencia del Filtro Fourier. Se presenta un error en el estimado de la componente fundamental en la señal de tensión y corriente debido a las frecuencias en falla.

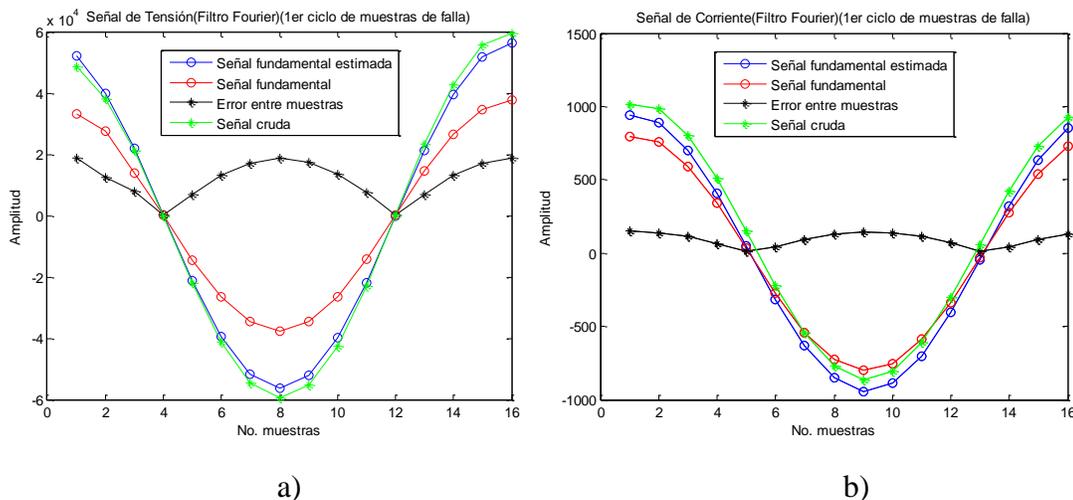


Figura 4.2. Señal de fundamental estimada utilizando Filtro Fourier (FF) y señal fundamental real. a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.

En la Figura 4.3 se presentan los fasores de la componente fundamental estimada por filtro Fourier de la señal completa de la Figura 4.1 a) y b), es posible apreciar el error durante la transición de la ventana y en el período de falla.

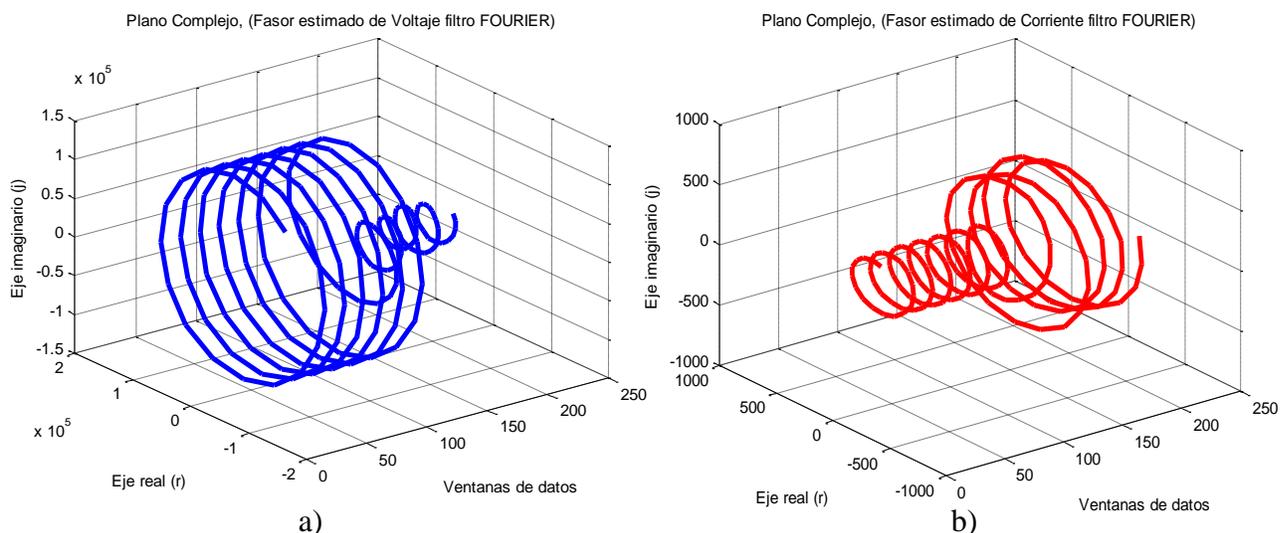


Figura 4.3. Fasores de componente fundamental estimada utilizando Filtro Fourier. a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.

En la Figura 4.4 se presenta el error medio cuadrático por ventana de la estimación este error representa la calidad en el estimado, se observa el error del estimado después de la discontinuidad. Este error es esperado debido a que no es posible tener un estimado fasorial correcto durante la transición de los estados de prefalla y falla. Después de la discontinuidad es esperado un estimado correcto, sin embargo se presenta un error después de la discontinuidad debido a las componentes interarmónicas y subarmónicas.

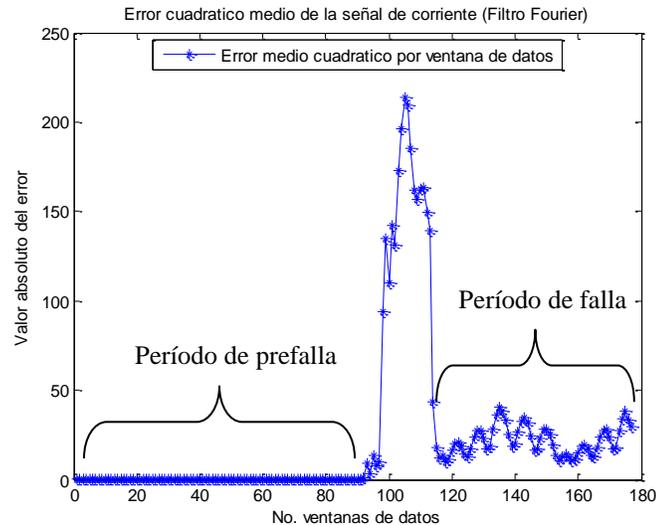


Figura 4.4. Error cuadrático medio del Filtro Fourier por ventana.

El filtro Fourier presenta un error en el estimado de los fasores de componente fundamental, ocasionando un error que se verá reflejado en la impedancia aparente medida por el relevador, afectando su alcance y tiempo de operación.

4.2.2 Filtro Coseno

Otra alternativa para calcular el fasor es determinar sus componentes real e imaginaria en forma de dos salidas de un filtro simple desfasadas un cuarto de ciclo. De esta forma, el fasor correspondiente a una cierta ventana de datos está disponible un cuarto de ciclo después de completarse la información de esa ventana. El filtro Coseno es un filtro simple con respuesta al impulso unitario de carácter cosenoidal; para un número “n” ciclos de señal el filtro está dado por (4.3) [29]. Se toman dos salidas del filtro desfasadas un cuarto de ciclo (equivalente a 90°) para obtener las componentes ortogonales del fasor. Así el fasor de la componente

fundamental correspondiente a una ventana de un ciclo y K muestras por ciclo se obtiene de la forma:

$$|Y^{(i)}| = \sqrt{\left[Y_C^{(i)} \right]^2 + \left[Y_C^{(i-\frac{K}{4})} \right]^2} \quad (4.9)$$

$$\varphi^{(i)} = \arctan \frac{Y_C^{(i-\frac{K}{4})}}{Y_C^{(i)}} \quad (4.10)$$

A. Respuesta del Filtro Coseno

En esta sección se evalúa el Filtro Coseno utilizando las señales de tensión y de corriente de la Figura 4.1. Se realiza la estimación de los fasores de componente fundamental de las señales con el Filtro Coseno y se reconstruyen las señales en el tiempo para evaluar el error entre la señal fundamental estimada con Filtro Coseno y la señal fundamental real para evaluar el estimado de la componente fundamental.

En la Figura 4.5 se muestra el primer ciclo de señal durante el período de falla, la cual es la señal fundamental y la señal estimada con Filtro Coseno utilizando (4.9) y (4.10), se puede observar que la diferencia entre la *Señal fundamental* y la *Señal fundamental estimada* es considerable durante el período de falla.

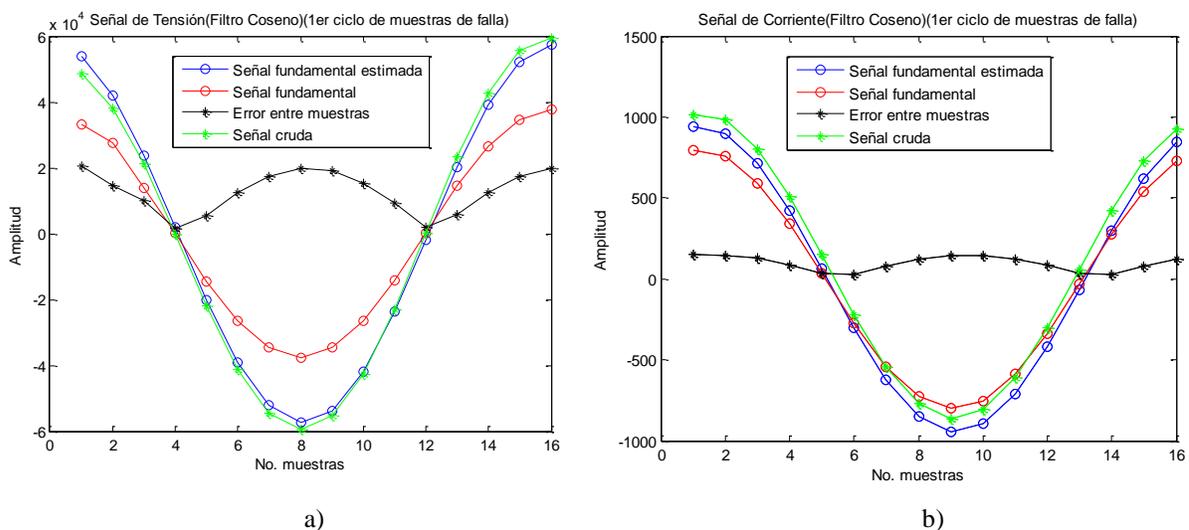


Figura 4.5. Señal de fundamental estimada utilizando Filtro Coseno (FC) y señal fundamental real.
a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.

En la Figura 4.6 se presentan los fasores estimados de la componente fundamental estimada por filtro Coseno de las señales de la Figura 4.1, es posible apreciar el error durante la transición de la ventana y en el período de falla en la Figura 4.6.

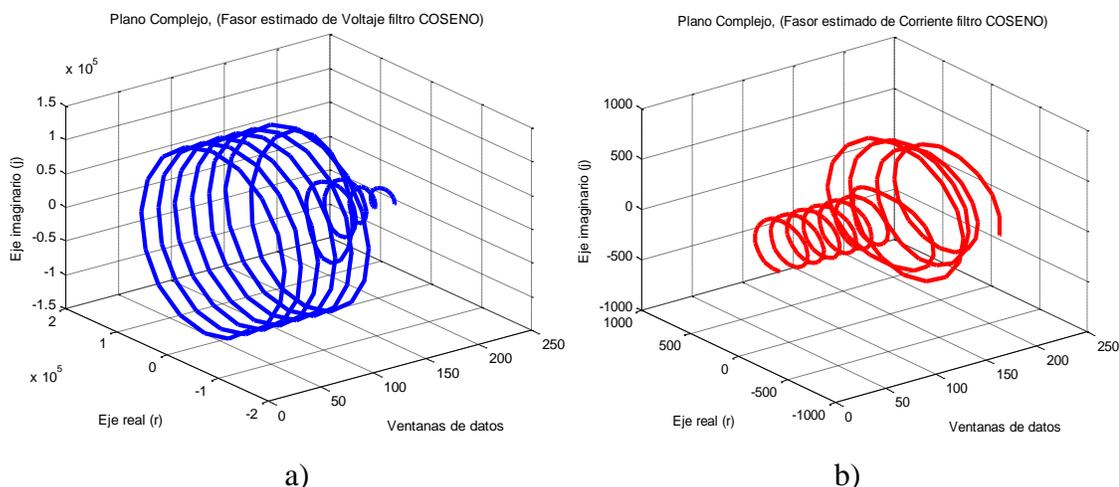


Figura 4.6. Fasores de componente fundamental estimada utilizando Filtro Coseno.
a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.

En la Figura 4.7 se presenta el error medio cuadrático por ventana de la estimación, este error representa la calidad en el estimado. Se observa el error del estimado después de la discontinuidad, no existe diferencia considerable entre el Filtro de Fourier y el Coseno en función al error en el estimado, por lo que ambos filtros presentarán error en el estimado de los fasores de componente fundamental de las señales eléctricas de entrada a la relevador ante componentes frecuenciales como interarmónicos y subarmónicos.

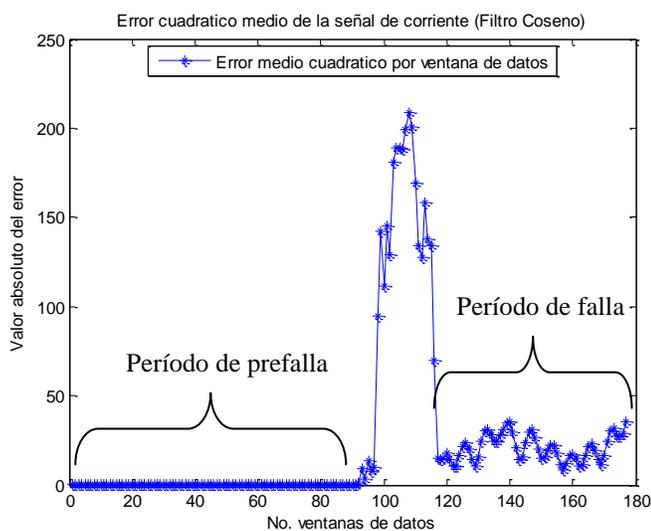


Figura 4.7. Error cuadrático medio del Filtro Coseno por ventana.

Cabe mencionar que el estimado de la componente fundamental después de la discontinuidad debe ser como el presentado en la Figura 4.6 a) y b) durante el período de prefalla, por lo que el inconveniente con los filtrados convencionales como el Filtro Fourier y el Filtro Coseno presentan un error en el estimado durante el período de falla al presentarse componentes frecuenciales que no pueden eliminar (ver Figura 4.4 y 4.7), por lo que es necesario desarrollar otros esquemas de filtrado digital para aplicación de protecciones debido a los errores en el estimado de los fasores de componente fundamental de tensión y de corriente.

4.3 EL MÉTODO DE MÍNIMOS CUADRADOS

En esta sección se presentan los fundamentos y la evaluación del método de mínimos cuadrados para su aplicación en el algoritmo de la protección de distancia; el método de mínimos cuadrados fue utilizado en aplicaciones de protección de sistemas eléctricos de potencia como filtro digital en 1994 [30]. Los algoritmos de mínimos cuadrados fueron originalmente propuestos para protección de distancia, y posteriormente fueron reorientados a otras aplicaciones, como la protección de transformadores y la estimación de frecuencia [30].

4.3.1 Fundamentos del método de mínimos cuadrados

Una señal de entrada $y(t)$ a un relevador digital puede en general expresarse por [29]:

$$y(t) = \sum_{n=1}^N Y_n s_n(t) + \varepsilon(t) \quad (4.11)$$

$$y_k = \sum_{n=1}^N Y_n s_n(k\Delta t) + \varepsilon(t)$$

donde $s_n(t)$ representa el conjunto de señales que se supone están presentes en $y(t)$, Y_n son sus coeficientes, y $\varepsilon(t)$ representa los errores. Las señales $y(t)$ son conocidas pero los coeficientes Y_n son desconocidos. Las señales que formarán $s_n(t)$ de la señal continua:

$$\left. \begin{array}{l} s_1(t) = \cos(\omega_o t) \\ s_2(t) = \sin(\omega_o t) \end{array} \right\} \text{Componente Fundamental}$$

$$\left. \begin{array}{l} s_3(t) = \cos(2\omega_o t) \\ s_4(t) = \sin(2\omega_o t) \end{array} \right\} \text{Segundo armónico}$$

$$\left. \begin{array}{l} \vdots \end{array} \right\} \text{Otros armónicos}$$

$$s_N(t) = e^{-(R/L)t} \left. \vphantom{s_N(t)} \right\} \text{Componente de corriente directa}$$

El problema se presenta al estimar los coeficientes Y_n de las mediciones discretas y_k , la técnica de mínimos cuadrados es apropiada para estimar los coeficientes[29].

$$\begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ y_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} s_1(\Delta t) & s_2(\Delta t) & \dots s_N(\Delta t) \\ s_1(2\Delta t) & s_2(2\Delta t) & \dots s_N(2\Delta t) \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ s_1(k\Delta t) & s_2(k\Delta t) & \dots s_N(k\Delta t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_1 \\ Y_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ Y_N \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \varepsilon_k \end{bmatrix}$$

ó

$$\mathbf{y} = \mathbf{S}\mathbf{Y} + \boldsymbol{\varepsilon} \quad (4.12)$$

Donde (4.12) representa k ecuaciones en N incógnitas. Está claro que $k \geq N$ se debe cumplir en orden para estimar todos los parámetros N . Si el vector de error $\boldsymbol{\varepsilon}$ se asume que tiene una media de cero, esto es $E\{\boldsymbol{\varepsilon}\} = 0$, y la matriz de covarianza:

$$E\{\boldsymbol{\varepsilon}\boldsymbol{\varepsilon}^T\} = \mathbf{W} \quad (4.13)$$

entonces la solución por mínimos cuadrados:

$$\hat{\mathbf{Y}} = (\mathbf{S}^T \mathbf{W}^{-1} \mathbf{S})^{-1} \mathbf{S}^T \mathbf{W}^{-1} \mathbf{y} \quad (4.14)$$

el estimado dado por (4.14) esperado es:

$$E\{\hat{\mathbf{Y}}\} = E\{\mathbf{Y}\} \quad (4.15)$$

y su covarianza es:

$$E\{(\hat{\mathbf{Y}} - \mathbf{Y})(\hat{\mathbf{Y}} - \mathbf{Y})^T\} = (\mathbf{S}^T \mathbf{W}^{-1} \mathbf{S})^{-1} \quad (4.16)$$

Si se asume que los errores correspondientes a muestras diferentes no están correlacionados, y que su covarianza es constante, la solución mínimo cuadrática es:

$$\hat{\mathbf{Y}} = (\mathbf{S}^T \mathbf{S})^{-1} \mathbf{S}^T \mathbf{y} = \mathbf{S}^+ \mathbf{y} \quad (4.17)$$

donde $\hat{\mathbf{Y}}$ es el vector de coeficientes estimados de $s_n(t)$ y \mathbf{S}^+ es la matriz pseudo-inversa de \mathbf{S} .

$$\mathbf{S}^+ = (\mathbf{S}^T \mathbf{S})^{-1} \mathbf{S}^T \quad (4.18)$$

$$\tilde{y} = S\hat{Y} = S(S^T S)^{-1} S^T \tilde{y} = SS^+ y \quad (4.19)$$

El vector \tilde{y} representa la reconstrucción de las muestras a partir del estimado \hat{Y} . Si \tilde{y} se aproxima a y y entonces el estimado es confiable [29].

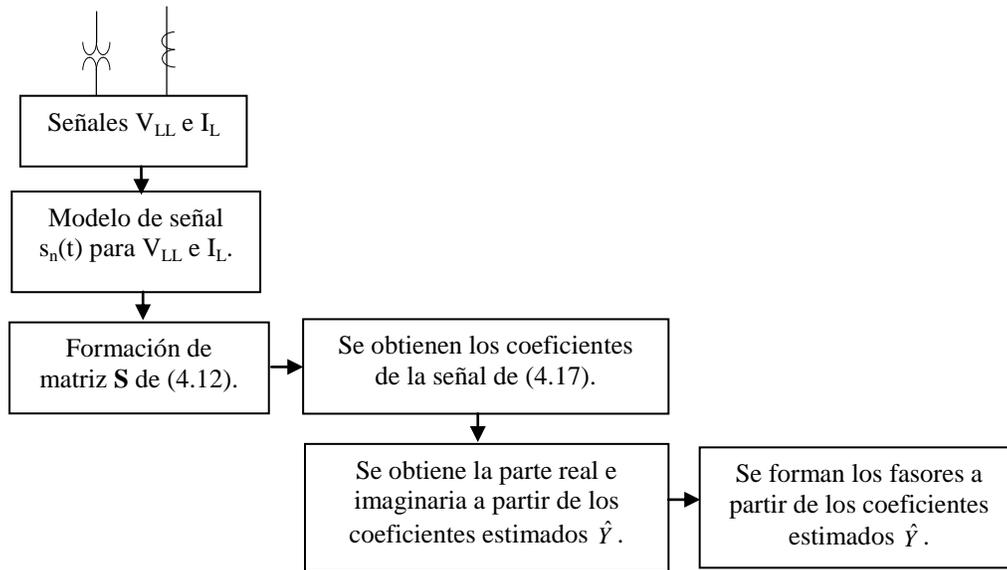


Figura 4.8. Diagrama de flujo del método de estimación Mínimos Cuadrados (MC).

Los elementos de la matriz S dependen de las señales elementales que se seleccionen para representar la señal $y(t)$, así como de la frecuencia de muestreo, la longitud de ventana y la referencia de tiempo que se adopte; es decir, el instante de muestreo que se designe como $t=0$. De todos los elementos del vector \hat{Y} que pueden calcularse mediante (4.17), para protección de distancia solamente interesan dos, que son las partes real e imaginaria de la componente fundamental. Estos dos elementos se obtienen calculando el producto del vector de datos y por dos filas de la pseudo-inversa S^+ . Es necesario considerar las frecuencias que están presentes en las señales e incluirlas en el modelo de señal para obtener un buen estimado de los fasores de componente fundamental, por lo que se propone determinar el espectro en frecuencia en estado estable ó utilizar las frecuencias características de la operación de los dispositivos electrónicos en el sistema eléctrico de potencia, y así utilizar estas frecuencias en el modelo de señal en (4.12). Se realizará la validación de este método para su implementación en el algoritmo de la protección de distancia evaluando la estimación de parámetros de las señales de tensión y de corriente en ventanas de 1 ciclo.

A. Respuesta del Método Mínimos Cuadrados

En esta sección se evalúa el método de Mínimos Cuadrados utilizando las señales de prueba de la Figura 4.1, se realiza la estimación de los fasores de la señal con el método de Mínimos cuadrados, una vez estimados los fasores se identifica el fasor de la componente fundamental y se reconstruye en el tiempo para evaluar el error entre la señal fundamental estimada con Mínimos cuadrados y la señal fundamental real para evaluar el estimado de la componente fundamental. En la etapa final del algoritmo se obtiene el fasor de la componente fundamental, ver Figura 4.8.

En la Tabla 4.1, se muestran los coeficientes estimados de la señal de la Figura 4.9, la cual consta de frecuencias en falla de 60 Hz, 48Hz y 72Hz, donde los dos primeros coeficientes son los que representan la información referente a la componente fundamental estimada y los coeficientes restantes corresponden a los fasores estimados de las componentes frecuenciales del modelo de señal establecido en (4.12), por lo que los otros coeficientes pueden ser utilizados para la compensación de la componente fundamental estimada por el filtro coseno. En la Tabla 4.2 se presentan los fasores estimados correspondientes formados a partir de los coeficientes estimados en una ventana de un ciclo en el primer ciclo del período de falla. El modelo de la señal considerado para este análisis es de dos componentes frecuenciales que filtros digitales convencionales no son capaces de filtrar y los cuales generan un error en el estimado de la componente fundamental debido a su respuesta a la frecuencia.

Tabla 4.1. Coeficientes estimados de la señal de corriente.

	Coeficientes	\hat{Y}_n
→	#1	725.00
→	#2	-338.09
	#3	70.70
	#4	-70.70
	#5	246.20
	#6	-43.40
	#7	451.00

Tabla 4.2. Fasores estimados de la señal de corriente.

	Coeficientes	Fasores Estimados
→	#1	725-338.09i
	#2	70.7-70.70i
	#3	246.2-43.4i
	#4	451

Por lo que el fasor estimado de la componente fundamental es el mostrado en la Tabla 4.2 en la primera fila, los otros dos fasores son los correspondientes al modelo de señal especificado en (4.12), y el cual consta de dos señales con un orden armónico de 0.8 y 1.2 múltiplos de la frecuencia fundamental.

En la Figura 4.9 se muestra la señal de prueba en el primer ciclo del período de falla, la cual es la señal fundamental y la señal estimada con Mínimos Cuadrados utilizando (4.19), se puede observar que la diferencia entre la *Señal fundamental* y la *Señal fundamental estimada* es mínima.

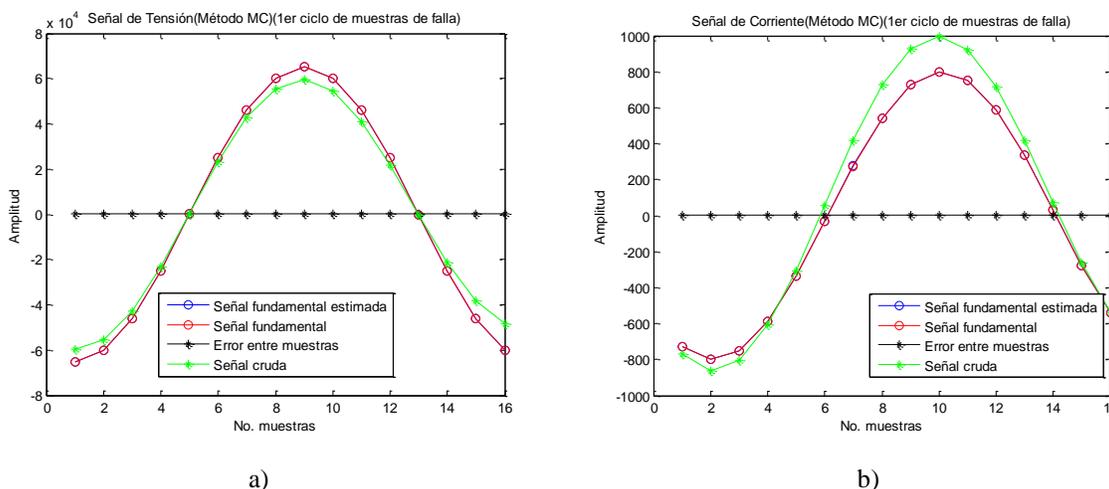


Figura 4.9. Señal de fundamental estimada utilizando Mínimos Cuadrados (MC) y señal fundamental real.
a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.

Los fasores estimados de la componente fundamental de las señales de prueba analizadas (ver Figura 4.1) se presentan en la Figura 4.10 donde en cada ventana de datos tanto para a) como para b) presentan un buen estimado durante el período de prefalla y falla, para obtener un buen estimado es necesario que se consideren las componentes frecuenciales que se encuentran presentes en la señal analizada en el modelo de señal (4.12).

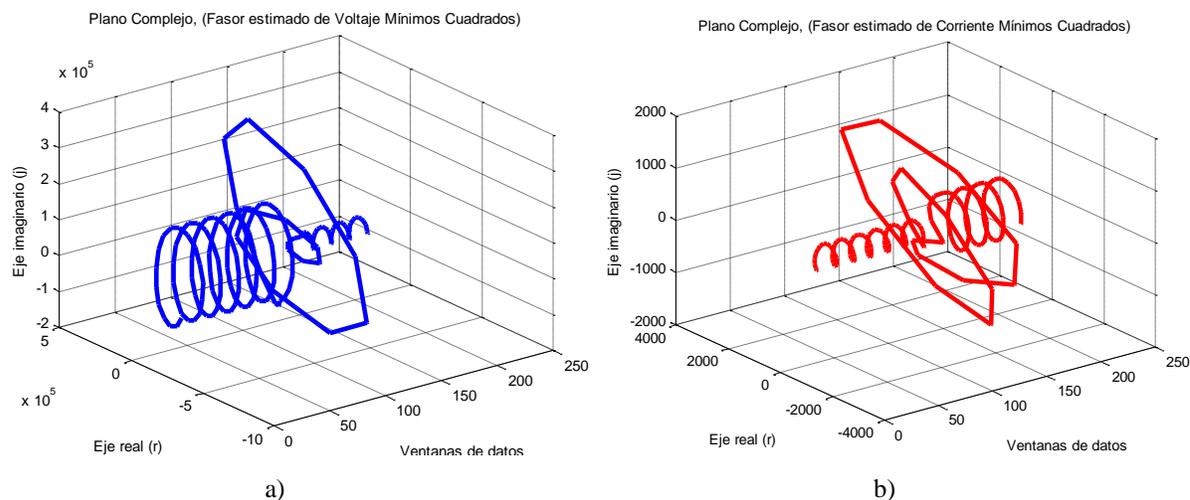


Figura 4.10. Fasores estimados de la componente fundamental utilizando Mínimos Cuadrados con frecuencias en falla 60 Hz, 48Hz y 72Hz.
a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.

Para validar la estimación de los parámetros se obtiene el error medio cuadrático de la señal estimada. En la Figura 4.11 se observa que el error durante la discontinuidad es de magnitud de 12 aproximadamente, por lo que este método tiene una pobre respuesta de estado transitorio [30], pero al pasar la discontinuidad de la señal se obtiene una buena calidad en el estimado de los fasores, siempre y cuando se establezca el modelo de señal adecuado en (4.12).

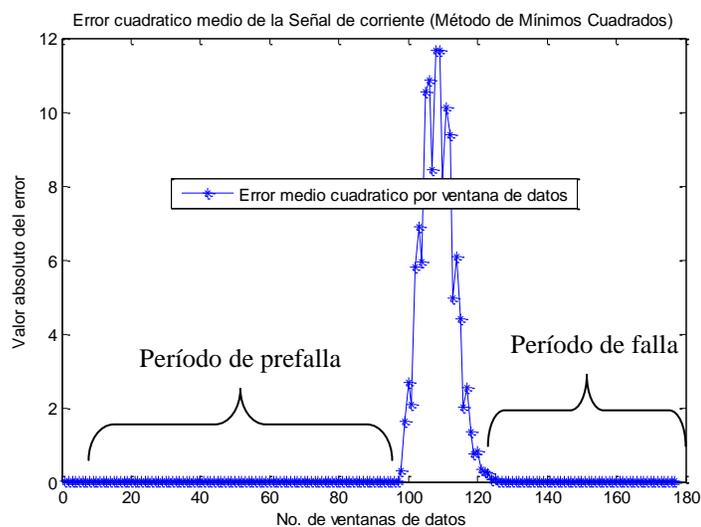


Figura 4.11. Error cuadrático medio del estimado de Mínimos Cuadrados por ventana.

El método de mínimos cuadrados requiere conocer las frecuencias de la señal para implementarlas en el modelo de la señal de mínimos cuadrados de acuerdo a (4.12), ya que si existe una frecuencia diferente al modelo de señal el error en la estimación del fasor de la componente fundamental es de gran magnitud. Esto puede apreciarse en el fasor estimado de tensión y/o corriente al considerar frecuencias diferentes en el modelo de señal.

4.4 EL MÉTODO DE PRONY

En esta sección se presentan los fundamentos y la evaluación del método de Prony para su aplicación en el algoritmo de la protección de distancia, el método de Prony fue utilizado en aplicaciones de sistemas de potencia en 1990, pero ha sido utilizado ampliamente para estudios de transitorios del sistema de potencia y rara vez utilizado en estudios de calidad de la energía [31].

4.4.1 Fundamentos del método de Prony

El método de Prony ajusta una combinación lineal de términos exponenciales a una señal $y(t)$, como se muestra en (4.20). Cada término en (4.20) tiene cuatro elementos: Magnitud A_n , factor de amortiguamiento σ_n , frecuencia f_n , y el ángulo θ_n . Cada componente exponencial con una frecuencia diferente es visto como un modo único de la señal original $y(t)$. Los cuatro parámetros de cada modo pueden ser identificados a partir de la representación de espacio-estado de un registro de datos con un muestreo fijo. El intervalo de tiempo entre muestras es definido por T :

$$y(t) = \sum_{n=1}^N A_n e^{\sigma_n t} \cos(2\pi f_n t + \theta_n), \quad n = 1, 2, 3, 4, \dots, N. \quad (4.20)$$

Utilizando el teorema de euler y el valor de tiempo total $t=MT$, las muestras $y(t)$ son reescritas en (3.21).

$$y_M = \sum_{n=1}^N B_n \lambda_n^M, \quad (4.21)$$

$$B_n = \frac{A_n}{2} e^{j\theta_n}, \quad (4.22)$$

$$\lambda_n = e^{(\sigma_n + j2\pi f_n)T}. \quad (4.23)$$

El método de Prony consiste en 3 pasos [32]:

- 1) Los coeficientes del modelo de predicción lineal (LPM) son calculados. El modelo de predicción lineal de orden N , mostrado en (4.24), se construye con la señal muestreada $y(t)$ de longitud M .

$$y_M = a_1 y_{M-1} + a_2 y_{M-2} + \dots + a_N y_{M-N} \quad (4.24)$$

La estimación de los coeficientes LPM a_n es muy importante para la determinación de la frecuencia, amplitud, amortiguamiento y ángulo de fase de una señal. Para estimar los coeficientes de manera precisa se utilizan diferentes algoritmos como el SVD (*singular value decomposition*). Es posible obtener una representación matricial de la señal a varios períodos de muestreo escribiendo secuencialmente la predicción lineal de y_M de manera iterativa. Invertiendo la representación matricial, se pueden obtener los coeficientes a_n , como se muestra en (4.6).

$$\begin{bmatrix} y_N \\ y_{N+1} \\ \vdots \\ y_{M-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{N-1} & y_{N-2} & \cdots & y_0 \\ y_N & y_{N-1} & \cdots & y_1 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ y_{M-2} & y_{M-3} & \cdots & y_{M-N-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_1 \\ a_2 \\ \vdots \\ a_N \end{bmatrix} \quad (4.25)$$

- 2) Las raíces λ_n del polinomio característico, como se muestra en (4.26), asociados con el modelo de predicción lineal del primer paso son obtenidas, ya que Prony propuso definir que el polinomio que contiene la parte exponencial del modelo de señal (4.20) como sus raíces. Por lo tanto es posible obtener el factor de amortiguamiento y la frecuencia a partir de las raíces λ_n de acuerdo a (4.22):

$$\lambda^N - a_1 \lambda^{N-1} - \dots - a_{N-1} \lambda - a_N = (\lambda - \lambda_1)(\lambda - \lambda_2) \dots (\lambda - \lambda_N) \quad (4.26)$$

Las ecuaciones para obtener el factor de amortiguamiento y la frecuencia a partir de (4.23) son:

$$\sigma_n = \frac{\ln|\lambda_n|}{T} \quad f_n = \frac{\tan^{-1} \left[\frac{\text{Im}\{\lambda_n\}}{\text{Re}\{\lambda_n\}} \right]}{2\pi T} \quad (4.27)$$

- 3) Las magnitudes y ángulos de fase de la señal son obtenidos utilizando el método de mínimos cuadrados. De acuerdo a (4.21), (4.28) es formado utilizando las raíces λ_n obtenidas:

$$\mathbf{Y} = \Phi \mathbf{B} \quad (4.28)$$

$$\mathbf{Y} = [y_0 y_1 \dots y_{M-1}]^T \quad (4.29)$$

$$\phi = \begin{bmatrix} 1 & 1 & \dots & 1 \\ \lambda_1 & \lambda_2 & \dots & \lambda_N \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \lambda_1^{M-1} & \lambda_2^{M-1} & \dots & \lambda_N^{M-1} \end{bmatrix} \quad (4.30)$$

$$\mathbf{B} = [B_0 B_1 \dots B_N]^T \quad (4.31)$$

Al obtener las variables de B_n , es posible obtener las magnitudes y ángulos de fase, utilizando la ecuación (4.22), tenemos:

$$A_n = |B_n| \quad \phi_n = \tan^{-1} \left[\frac{\text{Im}\{B_n\}}{\text{Re}\{B_n\}} \right] \quad (4.32)$$

A partir de los parámetros de frecuencia, ángulo de fase, amplitud y factor de amortiguamiento se reconstruye la señal utilizando (4.20), la señal estimada reconstruida $\tilde{y}(t)$ usualmente no será exacta a la señal original $y(t)$. Una medición apropiada para la calidad de este ajuste es la relación señal-ruido (*SNR*), la cual está dada por :

$$SNR = 20 \log \frac{\|\tilde{y}(n) - y(n)\|}{\|y(n)\|} \quad (4.33)$$

donde *SNR* está dado en decibeles (db). Otra manera de determinar la calidad del ajuste es mediante la minimización del error cuadrático total:

$$E = \sum_{n=M+1}^N |e[n]|^2 \quad (4.34)$$

Para la aplicación de Prony en algoritmos de protecciones, la obtención del orden del modelo de predicción lineal N se obtiene evaluando el error medio cuadrático de $N=1,2,\dots,N_s$, donde N_s es el número total de muestras en una ventana de un ciclo. El error medio cuadrático para cada valor de N es calculado y se selecciona el error medio cuadrático de menor

magnitud para el valor de N correspondiente, por lo que este valor de N para el error de menor magnitud es el estimado óptimo de los parámetros del modelo de señal.

También es posible determinar el porcentaje del error por cada ventana de datos, primero se obtienen los errores por muestras en la ventana de datos analizada (4.35), después se obtiene el porcentaje del error promedio por cada ventana de datos analizada (4.36):

$$error = \frac{|\tilde{y}(n) - y(n)|}{|y(n)|} \quad (4.35)$$

$$\%errorpromedio = \frac{\sum error}{M} \quad (4.36)$$

donde M es la longitud de datos de la ventana a analizar.

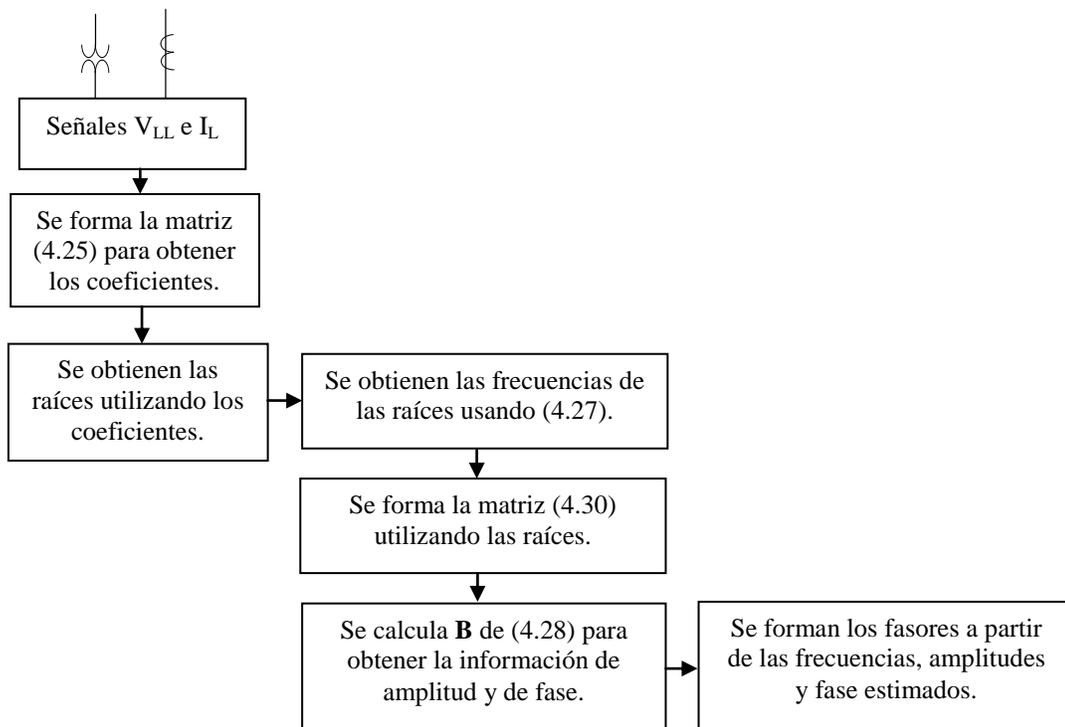


Figura 4.12. Diagrama de flujo del método de estimación de parámetros Prony.

Cuando se realiza la estimación de parámetros de las componentes de la señal, en el caso de señales con gran magnitud de distorsión se identifican además de las componentes sinusoidales, señales con amortiguamientos de gran magnitud. Estas componentes realmente no existen, pero son causadas por ruido en la señal y por errores en el procesamiento de los

datos. Para eliminar estas componentes se dividen las amplitudes entre los factores de amortiguamiento estimados y se seleccionan los resultados de mayor valor de la división y se desprecian los valores de la relación amplitud/amortiguamiento de menor valor [33].

A. Respuesta del Método Prony

En esta sección se evalúa el método de Prony utilizando las señales de prueba de la Figura 4.1.

Para la estimación de parámetros de la señal de prueba, se realiza la estimación de los parámetros de la señal con el método de Prony de acuerdo a Figura 4.12, una vez estimados los parámetros se identifica la componente fundamental estimada y se reconstruye en el tiempo para evaluar el porcentaje de error entre la señal fundamental estimada con Prony y la señal fundamental real para evaluar el estimado de la componente fundamental. En la etapa final se reconstruye el fasor de la componente fundamental con los parámetros estimados de amplitud, frecuencia y ángulo de fase, ver Figura 4.12.

En la Figura 4.13 se muestran las señales de prueba en el primer ciclo del período de falla, la cual es la señal fundamental y la señal fundamental estimada con Prony en una ventana de datos de un ciclo, se puede observar que la diferencia entre la *Señal fundamental estimada* y la *Señal fundamental* es prácticamente la misma.

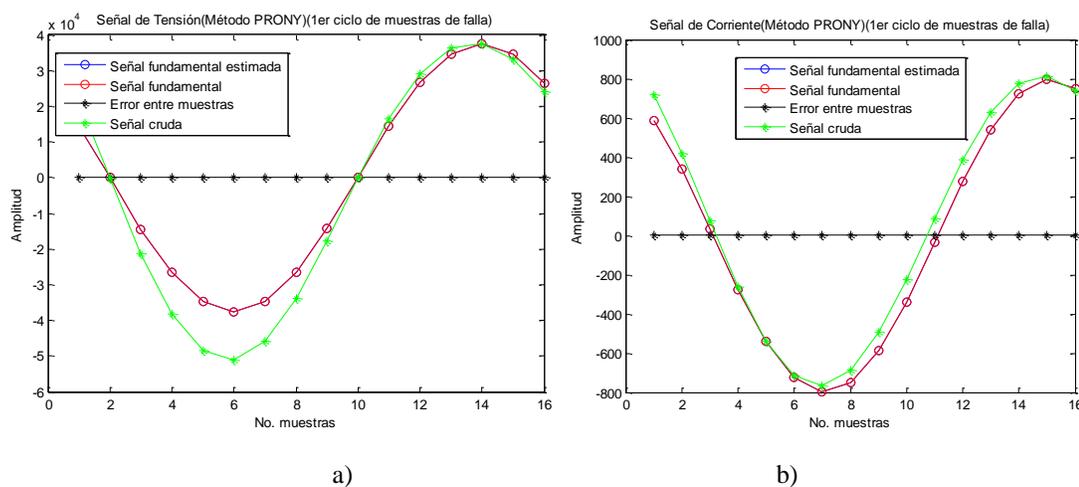


Figura 4.13. Señal de fundamental estimada utilizando Prony y señal fundamental real.
a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.

En la Figura 4.13 se presenta la comparación de la señal fundamental estimada y la señal real fundamental durante el primer ciclo de la falla, donde se observa que se presenta un error en el estimado de la componente fundamental en la señal de corriente. En la Tabla 4.3 y 4.4 se presentan los ADE para la señal de prueba durante el primer ciclo de la falla. Los ADE no necesariamente son componentes que existen en la señal, estas componentes es posible identificarlas cuando el factor de amortiguamiento de estas componentes es muy grande. En realidad estas componentes no existen, pero son causadas por ruido y error computacional. Para discriminar y eliminar estas componentes se dividen las amplitudes entre los factores de amortiguamiento y se descartan los valores de menor magnitud de esta relación [33].

Tabla 4.3. Armónicos dominantes estimados (ADE) de la señal de prueba de tensión con frecuencias en falla 60, 48 y 72Hz.

ADE	Frecuencia(Hz)	Orden de Frec.	Amplitud	Fase(rad)	Amortiguamiento	Relación Amp/Amort.
#1	60.00	1.00	37569.65	1.18	2.22E-06	8447883829.77
#2	72.00	1.20	11545.95	1.73	-7.49E-07	-7706917174.62
#3	48.00	0.80	1.16E+04	0.63	4.90E-06	1.18E+09
#4	480.00	8.00	4.29E-10	0.00	-280.67	-7.65E-13

Tabla 4.4. Armónicos dominantes estimados (ADE) de la señal de prueba de corriente con frecuencias en falla 60, 48 y 72Hz.

ADE	Frecuencia(Hz)	Orden de Frec.	Amplitud	Fase(rad)	Amortiguamiento	Relación Amp/Amort.
#1	60.00	1.00	800.25	-2.40	-0.0007	-581038.59
#2	72.00	1.20	99.99	-2.21	-0.0003	-194902.60
#3	48.00	0.80	50.02	-2.67	-0.0074	-3375.68
#4	0.00	0.00	171.68	0.00	-10.0004	-8.58

En la Tabla 4.3 y 4.4 se presentan los ADE de la señal de tensión y corriente donde el método de estimación encuentra las componentes frecuenciales utilizadas para la generación de la señal. Al observar los ADE en la Tabla 4.4 es posible observar el estimado de la componente de DC, además de los demás parámetros de la señal.

En la Figura 4.14 se presentan los fasores estimados de la componente fundamental estimada por Prony de las señales de prueba de la Figura 4.1, es posible apreciar el error durante la transición de la ventana durante el período de falla.

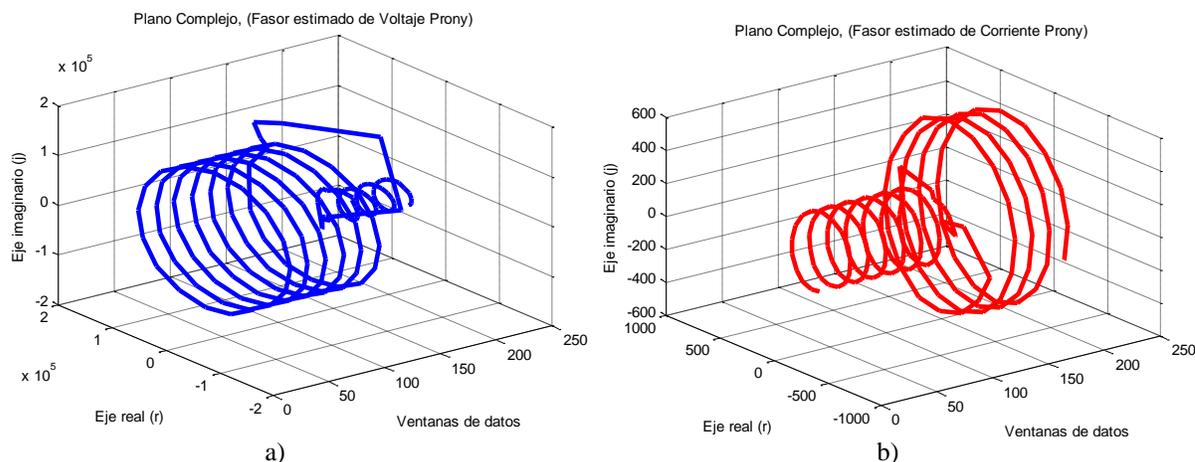


Figura 4.14. Fasores de componente fundamental estimada utilizando Prony.
a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.

En la Figura 4.15 se presenta el error medio cuadrático por ventana de la estimación este error representa la calidad en el estimado, se observa que el error es de magnitudes de 10^{-12} por lo que se obtiene una buena calidad en el estimado de los parámetros para la reconstrucción de la señal durante el período de falla.

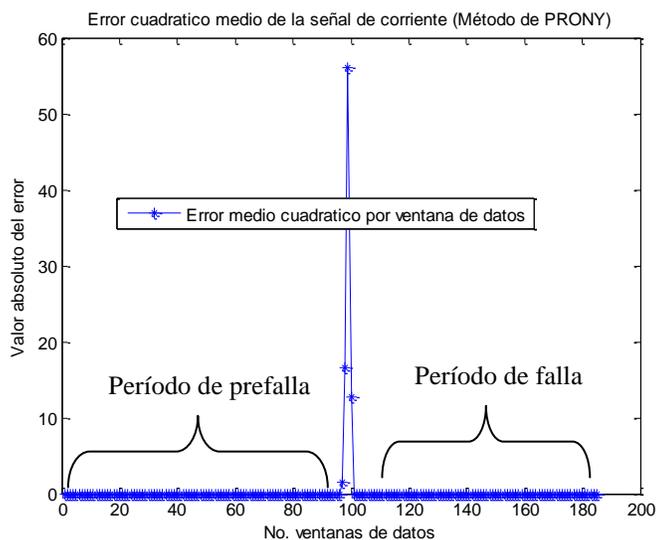


Figura 4.15. Error cuadrático medio del estimado de parámetros de Prony por ventana.

Además, de acuerdo a los resultados en las Tablas 4.3 y 4.4, al reconstruir el fasor de componente fundamental en el tiempo (ver Figura 4.14) se observa como el método de Prony presenta un buen estimado del fasor de la componente fundamental ante las componentes frecuenciales de tipo subarmónico e interarmónico.

4.5 CONCLUSIONES

En los filtros digitales convencionales como el Filtro Fourier y el Filtro Coseno, presentan errores en el estimado de los fasores de componente fundamental de las señales eléctricas de entrada al relevador, estos errores como se evaluó en este capítulo se presentan debido a componentes frecuenciales de tipo sub-armónico e inter-armónico las cuales no pueden ser eliminadas causando un error en la estimación del fasor de componente fundamental en la señal de tensión y corriente, causando un error en el estimado de la impedancia aparente medida por el relevador, y ocasionando problemas de detección de la falla.

El Método de Mínimos Cuadrados y Prony presentan buenos resultados en el estimado de los parámetros de la señal utilizando un ciclo de señal. Al comparar los errores en el estimado ante componentes frecuenciales como interarmónicos y subarmónicos de los métodos de estimación, el Filtro Fourier y el Filtro Coseno presentan un error considerable en el estimado del fasor de componente fundamental durante el período de falla debido a la respuesta a la frecuencia de los filtros. El método de MC presenta un buen estimado durante el período de falla pero su error de estado transitorio es considerable en comparación con los filtros convencionales, sin embargo el estimado durante el período de falla es adecuado. El método de Prony reduce el error en la transición de la ventana al determinar un buen estimado con muestras de prefalla y falla instantes antes de tener únicamente muestras de falla en la ventana de datos. Además de obtener un buen estimado durante el período de falla para efectos de compensación del error en el filtrado digital ante las componentes frecuenciales mencionadas utilizando el método MC y/o Prony, al implementar el método de Prony en relevadores de distancia podría representar una reducción en el tiempo de detección de la falla en comparación con MC.

En la sección 4.4.1 se presentó la metodología para obtener el orden del modelo de predicción lineal en el Método de Prony, la cual se desarrolló para su aplicación en sistemas de protección. El orden del modelo seleccionado presenta el error mínimo del estimado, y por lo tanto este es el orden óptimo para el cual se obtendrá un buen estimado de los parámetros de la señal.

Capítulo 5

Filtros digitales propuestos para relevadores de distancia

5.1 INTRODUCCIÓN

Las señales eléctricas de entrada al relevador de protección provenientes del secundario de los transformadores de corriente y potencial están compuestas de señales que si bien son representativas del fenómeno eléctrico, no son requeridas para determinar el criterio de operación del relevador debido a que presentan un carácter aleatorio que imposibilita la determinación de ubicación de la falla; el procesamiento digital debe eliminar las cantidades no deseadas y retener las cantidades de interés. Tanto en relevadores de distancia como de sobrecorriente, el filtrado de la señal debe eliminar las componentes de corriente directa, los transitorios de transformadores de instrumentos, reflexiones de onda viajera y otras interferencias [13]. La operación del relevador debe ser establecida únicamente con la componente fundamental a la frecuencia nominal debido a que esta componente de la señal es afectada proporcionalmente por la ubicación de la falla. El filtrado de la señal de entrada impacta directamente en el desempeño del algoritmo del relevador, afectando la exactitud en la operación dependiendo del rechazo de componentes no deseadas e incrementando la carga de procesamiento. El tiempo total de operación del relevador depende del proceso de filtrado analógico y/o digital seleccionado.

En estudios realizados en la evaluación del desempeño de estos filtros digitales para la estimación de la componente fundamental, el Filtro Coseno ha presentado buenos resultados en la tolerancia a la componente de corriente directa durante el periodo de la falla [16]. De los resultados presentados en el capítulo 3, es posible observar que debido al constante incremento de dispositivos de electrónica de potencia para la optimización de la operación de la red eléctrica, como lo son los dispositivos FACTS, bancos de capacitores, compensación serie, así como nuevas fuentes de energía renovable como las centrales eólicas, generan otras componentes frecuenciales como inter-armónicos ó sub-armónicos; estas componentes frecuenciales al no ser filtradas por los algoritmos de los relevadores de protección, pueden afectar la capacidad para la detección de fallas.

En este capítulo se evaluará el desempeño de los métodos propuestos de estimación de parámetros en algoritmos de relevadores de distancia con el propósito de reducir el error al estimar la componente fundamental en señales con componentes frecuenciales de tipo interarmónico y subarmónico.

5.2 MÉTODO PROPUESTO UTILIZANDO MÍNIMOS CUADRADOS

En esta sección se evalúa el método de Mínimos Cuadrados (MC) para la estimación de la componente fundamental para su aplicación en relevadores de protección [29], así como su desempeño como estimador de parámetros en conjunto con el Filtro Coseno de acuerdo al diagrama funcional propuesto presentado en la Figura 5.1.

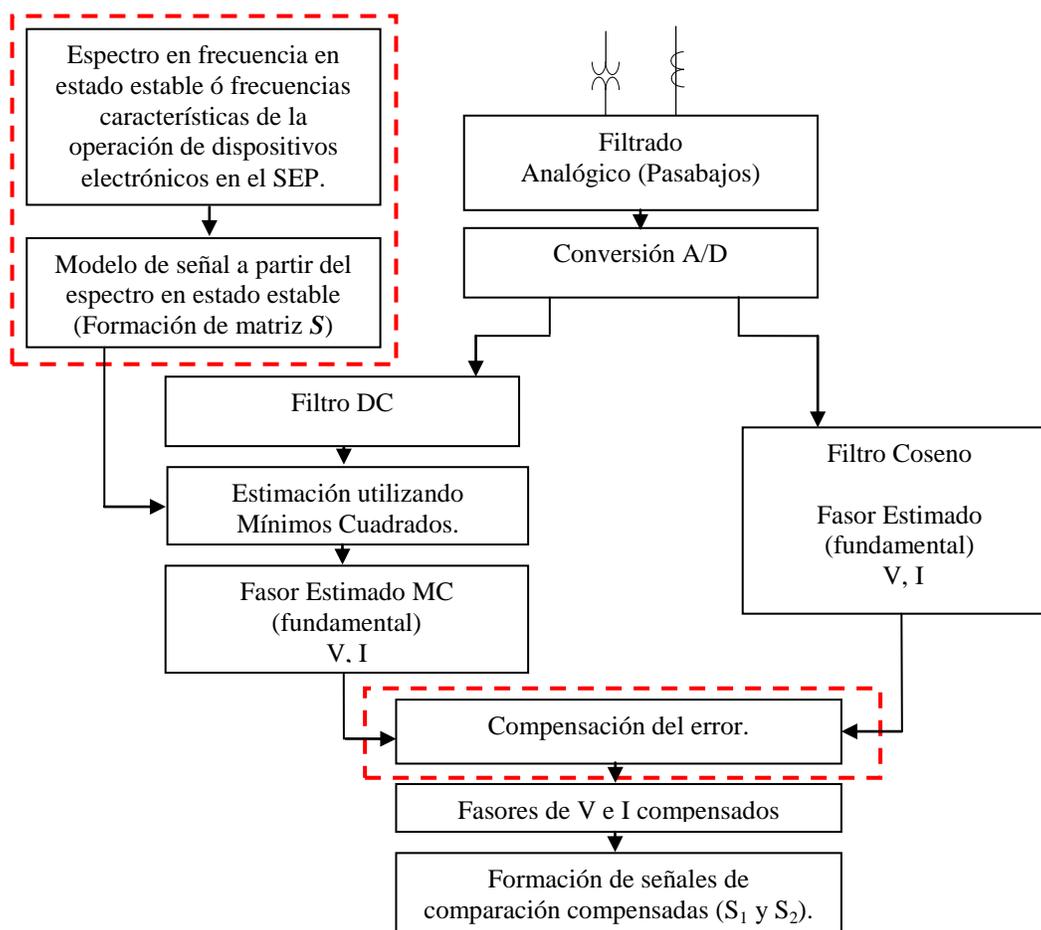


Figura 5.1. Diagrama funcional propuesto utilizando el método de estimación de Mínimos Cuadrados.

Los algoritmos utilizados en la protección de distancia para la estimación de la componente fundamental de las señales de tensión y de corriente utilizan el filtro de Fourier y el Filtro Coseno, ver Figura 5.2. Debido a que el filtro Coseno presenta un comportamiento adecuado para la estimación de fasores, en el método propuesto se utiliza este filtro para el uso en conjunto con el método de Mínimos Cuadrados. Al existir componentes frecuenciales como interarmónicos y subarmónicos como se observa en la Figura 5.2, estas frecuencias no caen en ceros de la respuesta a la frecuencia de los filtros digitales convencionales, por lo tanto los filtros generan un error en el estimado de los fasores de componente fundamental.

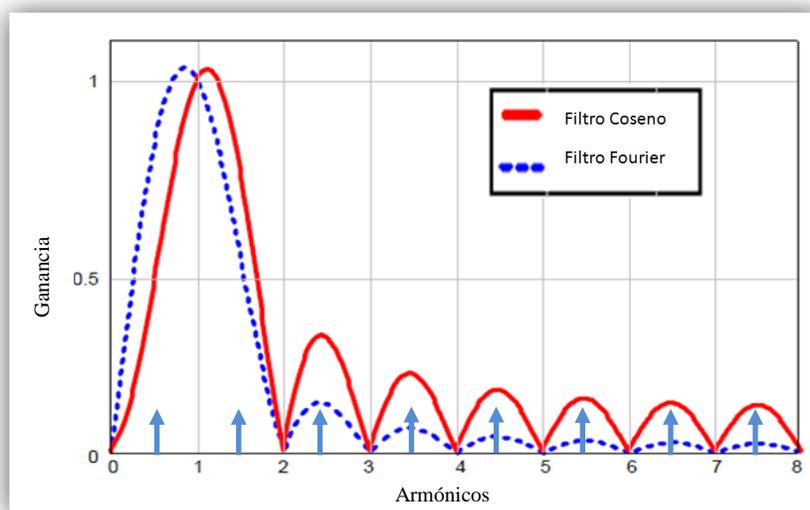


Figura 5.2. Respuesta a la frecuencia de filtros digitales Fourier y Coseno.

En esta sección se evaluará el filtro híbrido propuesto MC-Coseno con el fin de obtener los parámetros de las señales durante el período de falla utilizando una ventana de datos de un ciclo para su aplicación en sistemas de protección eléctrica. Es necesario obtener un estimado durante el período de falla con el fin de reducir el error en la estimación de la impedancia aparente medida por el relevador cuando existen componentes frecuenciales no filtradas por los filtros digitales convencionales como el Filtro Coseno y el Filtro de Fourier. En las siguientes secciones se presenta la formulación y el análisis de diferentes arquitecturas para la compensación del error en el estimado. En las estructuras de análisis de MC es necesario utilizar un filtro de DC (Componente directa) en la señal de corriente, ya que en el método de MC es necesario conocer con exactitud las componentes frecuenciales presentes en la señal a estimar, por lo que también sería necesario conocer la componente de directa, esta componente generará un error adicional en el estimado si no es considerada en el modelo de

señal [30], por lo que se propone utilizar un filtro de DC en conjunto con MC para así evitar identificar la DC en el modelo de señal ocasionando un retardo mayor en el tiempo de estimación, por lo que se propone utilizar el filtro DC propuesto en [34].

Se analizaron cinco diferentes estructuras utilizando el filtro de Mínimos Cuadrados y el filtro Coseno. Las dos estructuras con mejor resultado son presentadas en las siguientes secciones, los casos restantes son presentados en el Apéndice B.

5.2.1 Filtro híbrido MC-Coseno (Caso MCI)

En la Figura 5.3 se presenta el diagrama funcional para el *Caso MCI* propuesto para la compensación del error en la impedancia aparente medida.

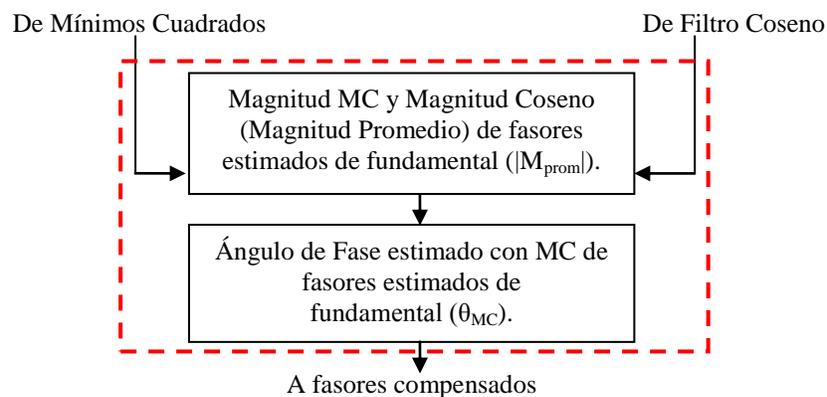


Figura 5.3. Diagrama funcional propuesto para el *Caso MCI* del filtro híbrido MC-Coseno.

Con el promedio de las magnitudes estimadas del filtro MC y Coseno se obtiene la componente fundamental estimada y el ángulo de fase estimado con MC, formando los fasores de voltaje y corriente compensados.

A. Formulación

El modelo del relevador de distancia está basado en el fasor de la componente fundamental [13], pero debido a los filtros digitales, estos presentan un error en el estimado de la componente fundamental cuando existen componentes frecuenciales interarmónicas y

subarmónicas durante la condición de falla. Debido a los algoritmos de estimación de la componente fundamental los cuales presentan un error en el estimado debido componentes frecuenciales no filtradas, el modelo del relevador de distancia se representa de acuerdo a la ecuación (2.4).

La formulación para la compensación del error utilizando los fasores estimados para el *Caso MC1* se presenta a continuación:

$$\begin{aligned} S_1 &= k_1 \angle \alpha_1 \left[\left(\frac{(V_{n1} + V_{MC1})}{2} \right) e^{j\theta_{I_{MC1}}} \right] + Z_{R1} \angle \theta_1 \left[\left(\frac{(I_{n1} + I_{MC1})}{2} \right) e^{j\theta_{I_{MC1}}} \right] \\ S_2 &= k_2 \angle \alpha_2 \left[\left(\frac{(V_{n1} + V_{MC1})}{2} \right) e^{j\theta_{V_{MC1}}} \right] + Z_{R2} \angle \theta_2 \left[\left(\frac{(I_{n1} + I_{MC1})}{2} \right) e^{j\theta_{I_{MC1}}} \right] \end{aligned} \quad (5.1)$$

donde $n1$ es la componente fundamental estimada filtro Coseno y $MC1$ es la componente fundamental estimada con MC. Para el análisis del relevador de distancia se evaluará la característica de operación tipo Mho. La acción de filtrado afecta a las señales de entrada al comparador V_r e I_r , así la consideración de la característica del relevador es independiente del proceso de filtrado descrito, y es aplicable a cualquier característica del relevador de distancia. El modelo del relevador de distancia para una característica tipo Mho es:

$$\begin{aligned} S_1 &= k_1 \angle \alpha_1 \left[\left(\frac{(V_{n1} + V_{MC1})}{2} \right) e^{j\theta_{I_{MC1}}} \right] + Z_{R1} \angle \theta_1 \left[\left(\frac{(I_{n1} + I_{MC1})}{2} \right) e^{j\theta_{I_{MC1}}} \right] \\ S_2 &= k_2 \angle \alpha_2 \left[\left(\frac{(V_{n1} + V_{MC1})}{2} \right) e^{j\theta_{V_{MC1}}} \right] \end{aligned} \quad (5.2)$$

donde $Z_{R2} \angle \theta_2 = 0$ en (5.1) para una característica de operación tipo Mho, por lo que el modelo del relevador para esta característica esta dado por (5.2).

B. Evaluación

Se utilizan las señales de prueba simuladas de la Figura 4.1 para evaluar el filtro híbrido MC-Coseno propuesto para el *Caso MC1*. La evaluación de la acción de filtrado se realiza en

el estado de falla posterior a la transición de la ventana por la discontinuidad de prefalla y falla.

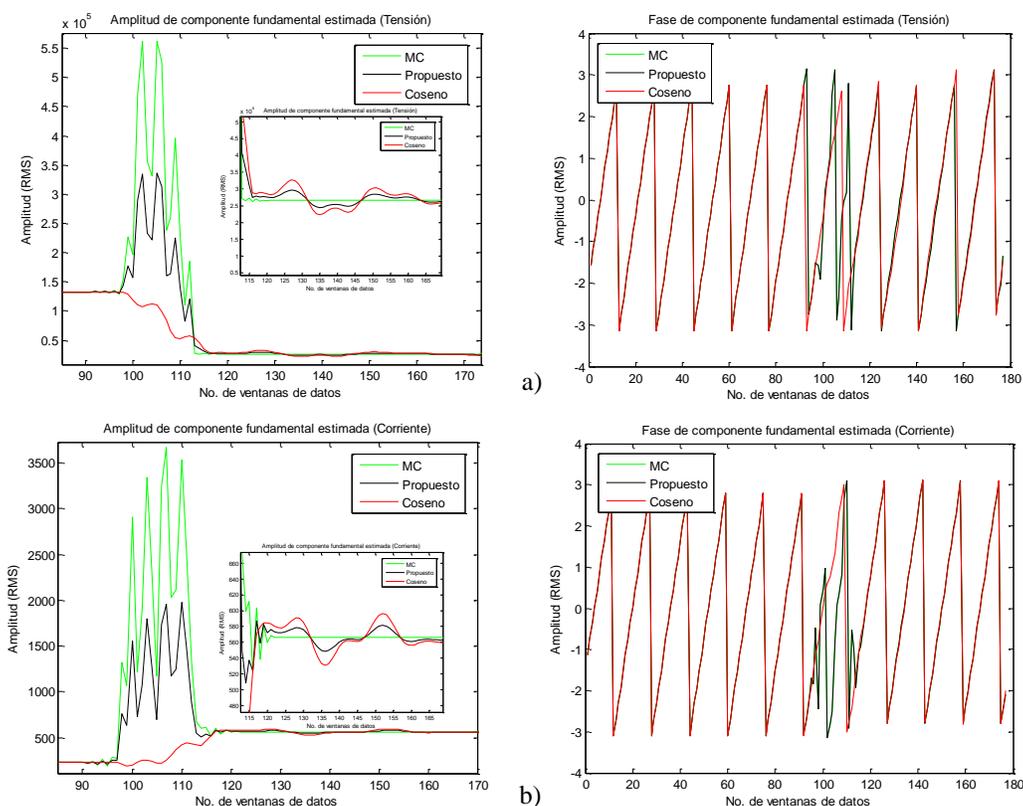


Figura 5.4. Amplitud y ángulo de fase estimados de la componente fundamental de las señales de prueba (MC-Coseno Caso MC1). a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.

En la Figura 5.4 es posible apreciar las magnitudes y ángulo de fase de los fasores estimados correspondientes a la componente fundamental, utilizando MC, Coseno y el filtro MC-Coseno *Caso MC1* (*Propuesto*). Es posible apreciar una reducción del error en el estimado de magnitud en la Figura 5.4 al comparar la magnitud promedio del estimado por Coseno y MC en el caso propuesto (*Caso MC1*) con Coseno (ver Figura 5.4). El ángulo de fase utilizado es el ángulo estimado por MC, cabe mencionar que la magnitud y ángulo de fase estimados por Coseno presentan el error debido a las componentes frecuenciales del orden 1.2 y 0.8 presentes en falla (ver Figura 5.4).

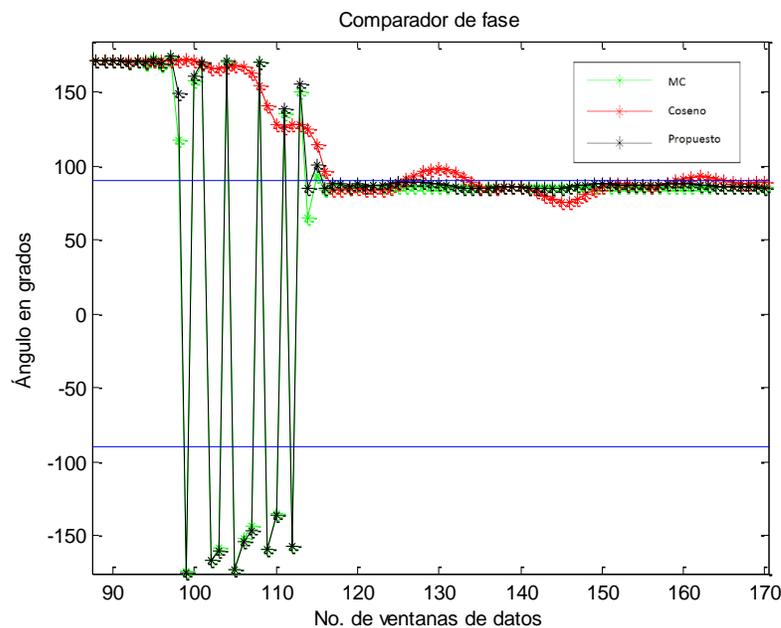


Figura 5.5. Plano de comparación de fase (Caso MC1).

En la Figura 5.5 se presenta el plano de comparación de fase, se consideran los ángulos coincidentes $\beta_1 = -90^\circ$ y $\beta_2 = 90^\circ$. Se presenta una comparación de MC, Coseno y el Caso MC1 (Propuesto) utilizando los fasores compensados. Es posible apreciar que el Caso MC1 (Propuesto) presenta una reducción del error considerable en el plano de comparación de fase, esto es debido a que se está utilizando en los fasores compensados el ángulo de fase del estimado de MC y la magnitud promedio del estimado de Coseno y MC, los cuales son utilizados para la formación de los fasores compensados. Aunque la magnitud de tensión y corriente obtenidos del promedio, tiende a reducir el error en magnitud estimada en comparación con Coseno, al utilizar el ángulo de fase estimado por MC, se observa que el error en el ángulo resultante de las señales de comparación del Caso MC1 se reduce considerablemente en comparación con Coseno, ya que se está utilizando el ángulo de fase de la estimación por MC. Esto confirma que aunque en la Figura 5.4 el estimado de fase por MC parezca similar al ángulo de fase estimado por Coseno, se observa en la Figura 5.5 que el ángulo de fase resultante de las señales de comparación tiende a ser lineal, por lo que esto representa la compensación del error ante componentes frecuenciales no filtradas por los filtros digitales convencionales. El método de MC-Coseno (*Caso MC1*) presenta un buen estimado en falla, esto es apreciable en la Figura 5.5.

5.2.2 Filtro propuesto MC (Caso MC2)

En la Figura 5.6 se presenta el diagrama funcional para el *Caso MC2* propuesto para la compensación del error en la impedancia aparente medida.

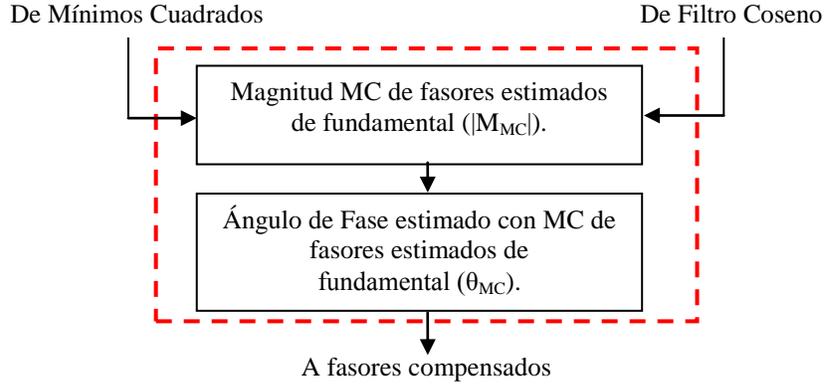


Figura 5.6. Diagrama funcional propuesto para el *Caso MC2* del filtro propuesto MC.

A. Formulación

La formulación para la compensación del error utilizando los fasores estimados para el *Caso MC2* se presenta a continuación:

$$\begin{aligned} S_1 &= k_1 \angle \alpha_1 \left[V_{MC1} e^{j\theta_{I_{MC1}}} \right] + Z_{R1} \angle \theta_1 \left[I_{MC1} e^{j\theta_{I_{MC1}}} \right] \\ S_2 &= k_2 \angle \alpha_2 \left[V_{MC1} e^{j\theta_{V_{MC1}}} \right] + Z_{R2} \angle \theta_2 \left[I_{MC1} e^{j\theta_{I_{MC1}}} \right] \end{aligned} \quad (5.3)$$

donde MC1 es la componente fundamental estimada con MC. Para el análisis del relevador de distancia se evaluará la característica de operación tipo Mho. El modelo del relevador de distancia para una característica tipo Mho es:

$$\begin{aligned} S_1 &= k_1 \angle \alpha_1 \left[V_{MC1} e^{j\theta_{I_{MC1}}} \right] + Z_{R1} \angle \theta_1 \left[I_{MC1} e^{j\theta_{I_{MC1}}} \right] \\ S_2 &= k_2 \angle \alpha_2 \left[V_{MC1} e^{j\theta_{V_{MC1}}} \right] \end{aligned} \quad (5.4)$$

donde $Z_{R2} \angle \theta_2 = 0$ en (5.3) para una característica de operación tipo Mho, por lo que el modelo del relevador para esta característica esta dado por (5.4).

B. Evaluación

En la Figura 4.1 se presentan señales de prueba simuladas para evaluar el filtro propuesto MC para el *Caso MC2*.

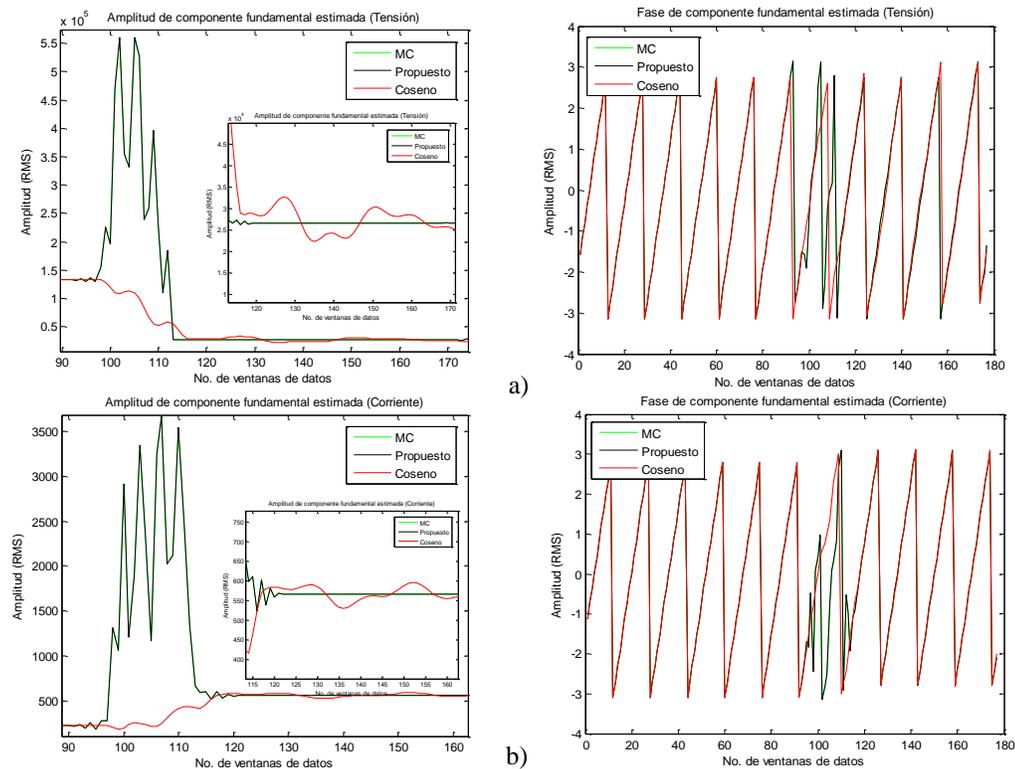


Figura 5.7. Amplitud y ángulo de fase estimados de la componente fundamental de las señales de prueba (*Caso MC2*). a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.

En la Figura 5.7 es posible apreciar las magnitudes y ángulo de fase de los fasores estimados correspondientes a la componente fundamental, utilizando MC, Coseno y el filtro MC *Caso MC2* (*Propuesto*). De acuerdo al diagrama funcional propuesto (ver Figura 5.6) se utiliza la magnitud de la componente fundamental estimada con MC, y se utiliza el ángulo de fase estimado con MC para formar los fasores de tensión y corriente compensados y así poder utilizarlos en el esquema de comparación de fase en (5.4). Es posible apreciar un buen estimado en la Figura 5.7, tanto en magnitud como en fase, en el caso propuesto (*Caso MC2*) (ver Figura 5.7) utilizando MC se obtiene un buen estimado en magnitud y ángulo de fase de la componente fundamental utilizando un ciclo de señal, cabe mencionar que la magnitud y ángulo de fase estimados por Coseno presentan el error debido a las componentes frecuenciales del orden 1.2 y 0.8 presentes en falla (ver Figura 5.7).

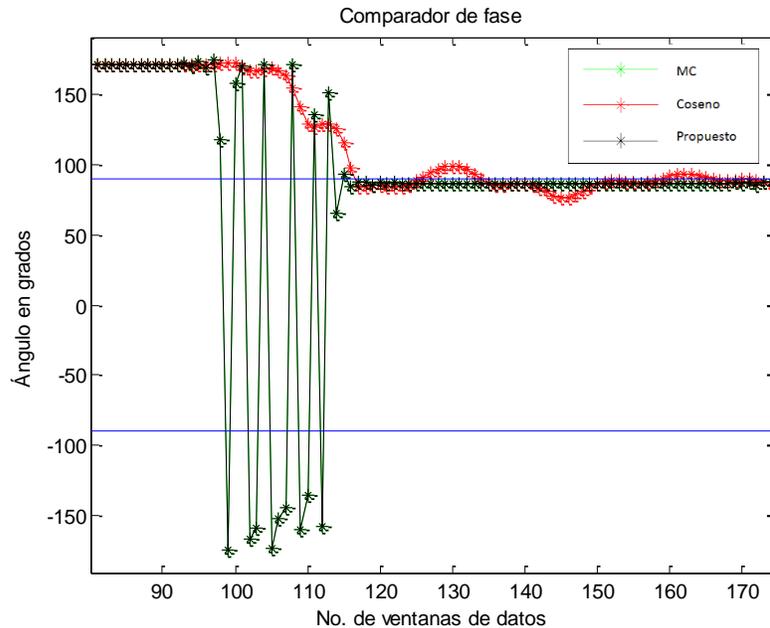


Figura 5.8. Plano de comparación de fase (Caso MC2).

En la Figura 5.8 se presenta el plano de comparación de fase, donde se presenta una comparación de MC, Coseno y el Caso MC2 (*Propuesto*) utilizando los fasores compensados, es posible apreciar que el Caso MC2 (*Propuesto*) presenta una reducción del error considerable en el plano de comparación de fase, esto es debido a que se está utilizando en los fasores compensados el ángulo de fase del estimado de MC y la magnitud estimada con MC, los cuales son utilizados para la formación de los fasores compensados, se observa que al formar las señales de comparación y estableciendo la comparación de fase, el error en el ángulo resultante de las señales de comparación del Caso MC2 se reduce considerablemente en comparación con Coseno y con el Caso MC1.

5.3 MÉTODO PROPUESTO UTILIZANDO PRONY

En esta sección se evaluará el filtro híbrido propuesto Prony-Coseno con el fin de obtener los parámetros de las señales durante el período de falla utilizando una ventana de datos de un ciclo para su aplicación en sistemas de protección eléctrica. En las siguientes subsecciones se presenta la formulación y el análisis de diferentes arquitecturas para la compensación del error en el estimado.

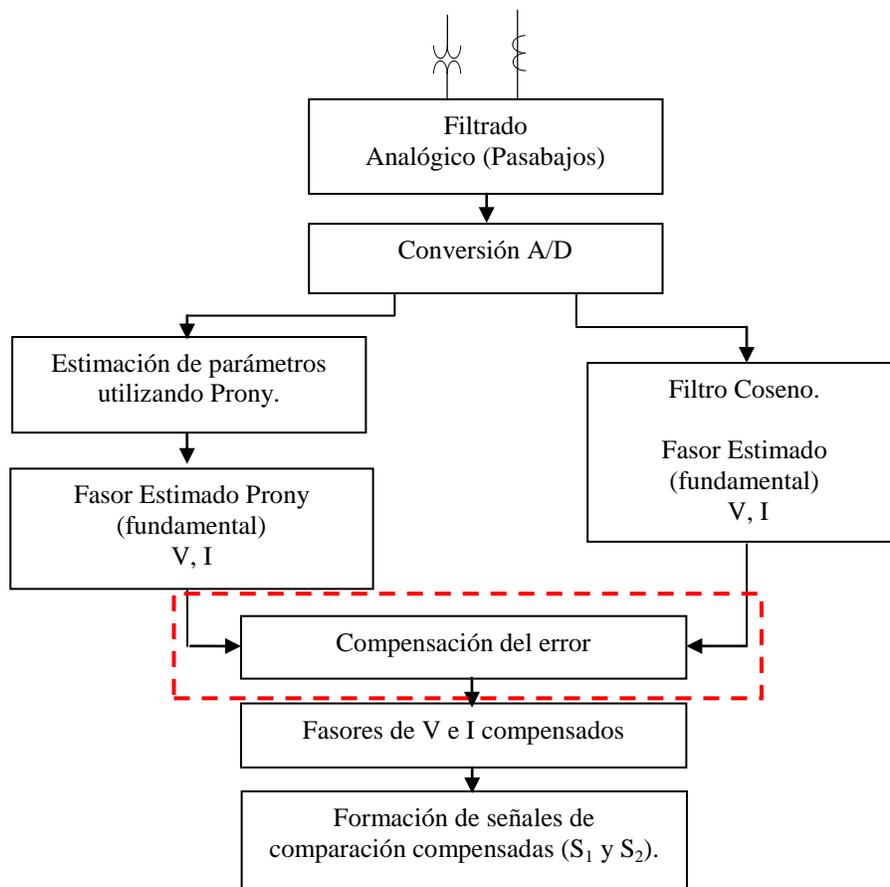


Figura 5.9. Diagrama funcional propuesto utilizando el método de estimación de parámetros de Prony.

En esta sección se evaluará el filtro híbrido propuesto Prony-Coseno de acuerdo al diagrama funcional de la Figura 5.10 con el fin de obtener los parámetros de las señales durante el período de falla. Se analizaron cinco diferentes estructuras utilizando el método de Prony y el filtro Coseno. Las dos estructuras con mejor resultado son presentadas en las siguientes secciones, los casos restantes son presentados en el Apéndice B.

5.3.1 Filtro híbrido Prony-Coseno (Caso PCI)

En la Figura 5.10 se presenta el diagrama funcional para el *Caso PCI* propuesto para la compensación del error en la impedancia aparente medida.

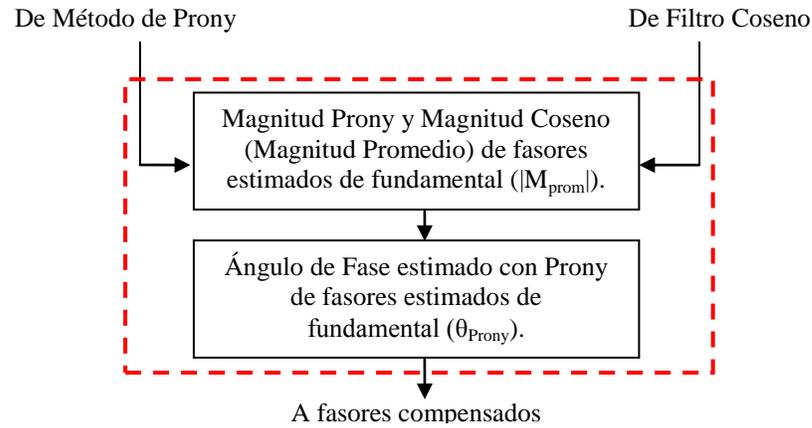


Figura 5.10. Diagrama funcional propuesto para el *Caso PCI* del filtro híbrido Prony-Coseno.

Con el promedio de las magnitudes estimadas del filtro Prony y Coseno se utiliza la componente fundamental estimada y el ángulo de fase estimado con Prony, formando los fasores de voltaje y corriente compensados, estos fasores se utilizan en el modelo del relevador de distancia.

A. Formulación

La formulación para la compensación del error utilizando los fasores estimados para el *Caso PCI* se presenta a continuación:

$$\begin{aligned}
 S_1 &= k_1 \angle \alpha_1 \left[\left(\frac{(V_{n1} + V_{P1})}{2} \right) e^{j\theta_{IP1}} \right] + Z_{R1} \angle \theta_1 \left[\left(\frac{(I_{n1} + I_{P1})}{2} \right) e^{j\theta_{IP1}} \right] \\
 S_2 &= k_2 \angle \alpha_2 \left[\left(\frac{(V_{n1} + V_{P1})}{2} \right) e^{j\theta_{VP1}} \right] + Z_{R2} \angle \theta_2 \left[\left(\frac{(I_{n1} + I_{P1})}{2} \right) e^{j\theta_{IP1}} \right]
 \end{aligned} \quad (5.5)$$

donde $n1$ es la componente fundamental estimada filtro Coseno y $P1$ es la componente fundamental estimada con Prony. Para el análisis del relevador de distancia se evaluará la característica de operación tipo Mho. El modelo del relevador de distancia para una característica tipo Mho es:

$$S_1 = k_1 \angle \alpha_1 \left[\left(\frac{V_{n1} + V_{P1}}{2} \right) e^{j\theta_{I_{P1}}} \right] + Z_{R1} \angle \theta_1 \left[\left(\frac{I_{n1} + I_{P1}}{2} \right) e^{j\theta_{I_{P1}}} \right] \quad (5.6)$$

$$S_2 = k_2 \angle \alpha_2 \left[\left(\frac{V_{n1} + V_{P1}}{2} \right) e^{j\theta_{V_{P1}}} \right]$$

donde $Z_{R2} \angle \theta_2 = 0$ en (5.5) para una característica de operación tipo Mho, por lo que el modelo del relevador para esta característica está dado por (5.6).

B. Evaluación

La evaluación resultante del filtro híbrido Prony-Coseno propuesto para el caso PC1 es mostrado en la Figura 5.11. Las señales de prueba son las mostradas en la Figura 4.1.

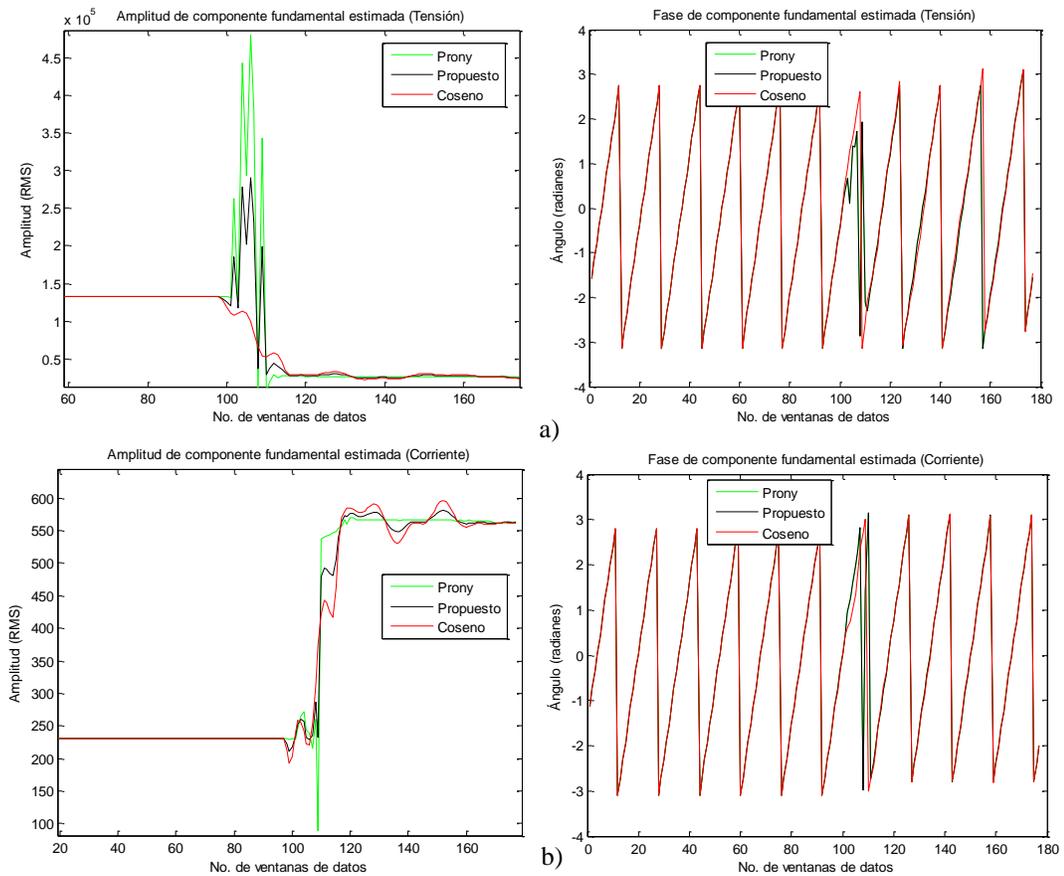


Figura 5.11. Amplitud y ángulo de fase estimados de la componente fundamental de las señales de prueba (Caso PC1). a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.

En la Figura 5.11 es posible apreciar las magnitudes y ángulo de fase de los fasores estimados correspondientes a la componente fundamental, utilizando Prony, Coseno y el filtro Prony-Coseno *Caso PCI (Propuesto)*. De acuerdo al diagrama funcional propuesto (ver Figura 5.10) se utiliza el promedio de la magnitud de la componente fundamental estimada con Coseno y Prony, y se utiliza el ángulo de fase estimado con Prony para formar los fasores de tensión y corriente compensados y así poder utilizarlos en el esquema de comparación de fase en (5.6). Es posible apreciar una reducción del error en el estimado de magnitud en la Figura 5.12 al comparar el estimado del caso propuesto (*Caso PCI*) con el estimado por Coseno (ver Figura 5.11), cabe mencionar que la magnitud y ángulo de fase estimados por Coseno presentan el error debido a las componentes frecuenciales asíncronas presentes en falla (ver Figura 5.11 y 5.12).

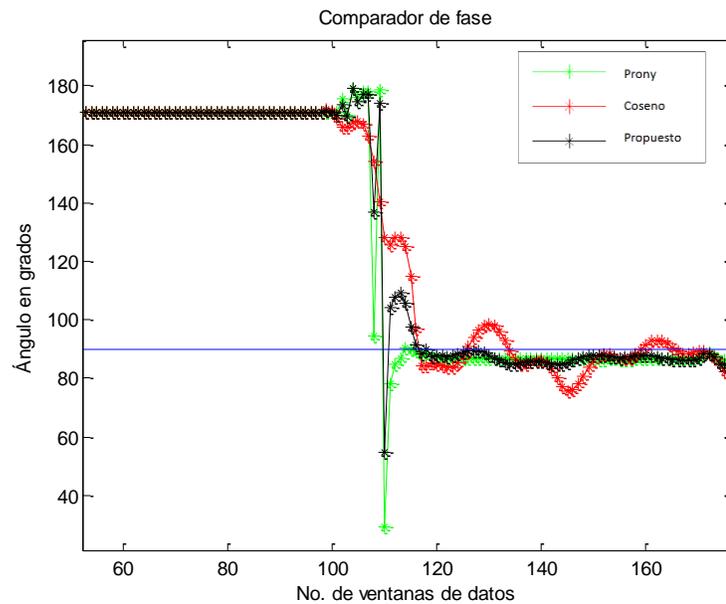


Figura 5.12. Plano de comparación de fase (Caso PCI).

En la Figura 5.12 se presenta el plano de comparación de fase, donde se presenta una comparación de Prony, Coseno y el *Caso PCI (Propuesto)* utilizando los fasores compensados. Es posible apreciar que el *Caso PCI (Propuesto)* presenta una reducción del error considerable debido a que se está utilizando en los fasores compensados. Aunque el promedio de la magnitud de tensión y corriente tiende a reducir el error en magnitud estimada en comparación con Coseno, el error en el ángulo resultante de las señales de comparación del *Caso PCI* se reduce considerablemente en comparación con Coseno, ya que se está utilizando el ángulo de fase de la estimación por Prony lo cual esto confirma que aunque en la Figura

5.11 el estimado de fase por Prony parezca similar al ángulo de fase estimado por Coseno, en la Figura 5.12, la cual representa el plano de comparación de fase del relevador de distancia, se observa que el ángulo de fase resultante de las señales de comparación tiende a ser lineal, por lo que esto representa la compensación del error ante componentes frecuenciales no filtradas por los filtros digitales convencionales. El método de Prony-Coseno *Caso PCI* presenta un buen estimado en el período de falla, pero también se aprecia que durante la etapa de transición de la ventana en la Figura 5.12 en comparación con el Filtro Coseno, tanto el método de Prony como el filtro Prony-Coseno presentan una reducción en el error durante la etapa transitoria, donde este efecto reducirá el tiempo de detección de la falla en el relevador de distancia.

5.3.2 Filtro propuesto Prony (*Caso PC2*)

En la Figura 5.13 se presenta el diagrama funcional para el *Caso PC2* propuesto para la compensación del error en la impedancia aparente medida.

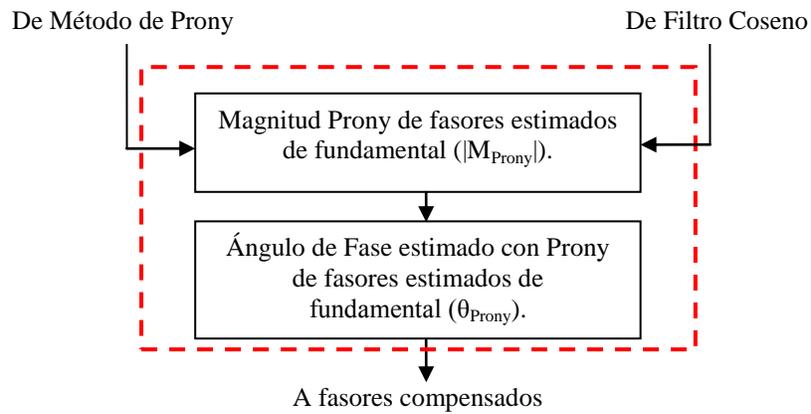


Figura 5.13. Diagrama funcional propuesto para el *Caso PC2* del filtro propuesto Prony.

A. Formulación

La formulación para la compensación del error utilizando los fasores estimados para el *Caso PC2* se presenta a continuación:

$$\begin{aligned} S_1 &= k_1 \angle \alpha_1 \left[V_{P1} e^{j\theta_{IP1}} \right] + Z_{R1} \angle \theta_1 \left[I_{P1} e^{j\theta_{IP1}} \right] \\ S_2 &= k_2 \angle \alpha_2 \left[V_{P1} e^{j\theta_{VP1}} \right] + Z_{R2} \angle \theta_2 \left[I_{P1} e^{j\theta_{IP1}} \right] \end{aligned} \quad (5.7)$$

donde P1=componente fundamental estimada con Prony. Para el análisis del relevador de distancia se evaluará la característica de operación tipo Mho. El modelo del relevador de distancia para una característica tipo Mho es:

$$\begin{aligned} S_1 &= k_1 \angle \alpha_1 \left[V_{P1} e^{j\theta_{I_{P1}}} \right] + Z_{R1} \angle \theta_1 \left[I_{P1} e^{j\theta_{I_{P1}}} \right] \\ S_2 &= k_2 \angle \alpha_2 \left[V_{P1} e^{j\theta_{V_{P1}}} \right] \end{aligned} \quad (5.8)$$

donde $Z_{R2} \angle \theta_2 = 0$ en (5.7) para una característica de operación tipo Mho, por lo que el modelo del relevador para esta característica esta dado por (5.8).

B. Evaluación

La evaluación resultante del filtro propuesto para el caso PC2 es mostrado en la Figura 5.14. Las señales de prueba son las mostradas en la Figura 4.1.

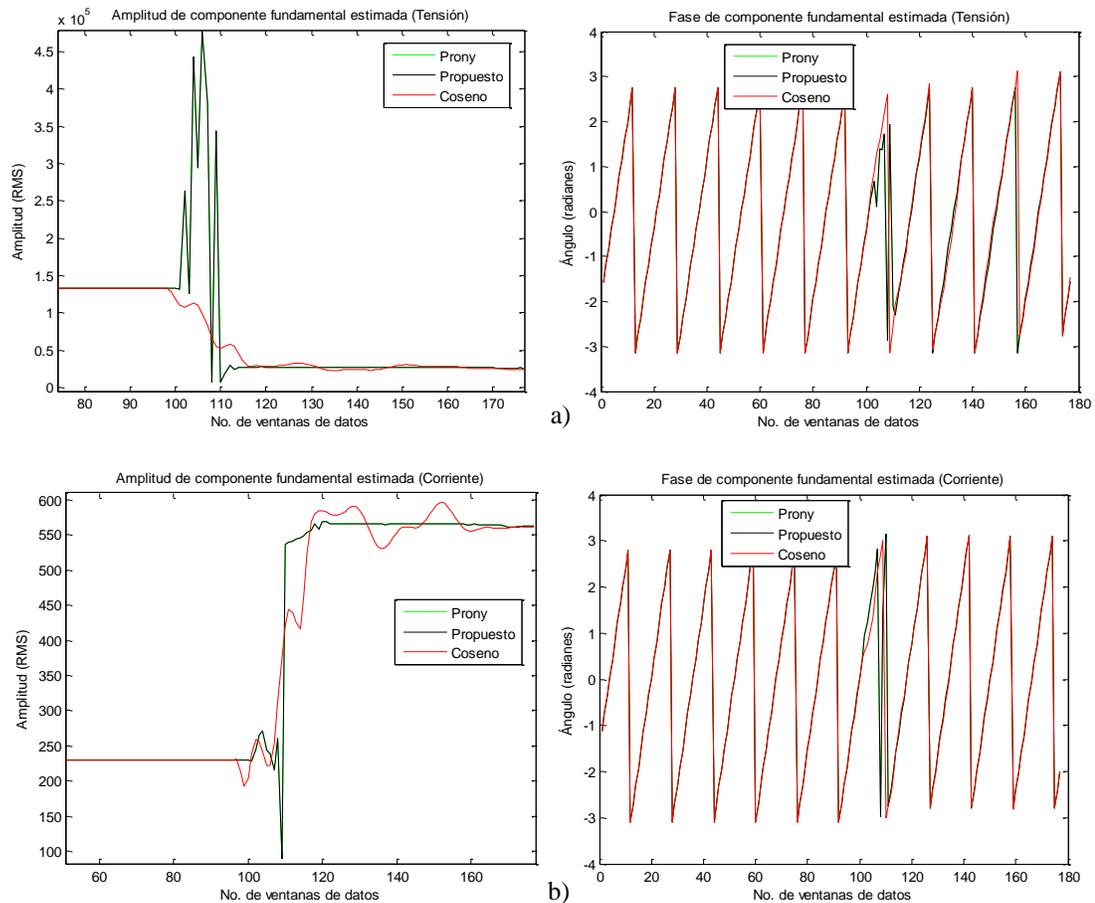


Figura 5.14. Amplitud y ángulo de fase estimados de la componente fundamental de las señales de prueba (Caso PC2). a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.

En la Figura 5.14 es posible apreciar las magnitudes y ángulo de fase de los fasores estimados correspondientes a la componente fundamental, utilizando Prony, Coseno y el filtro Prony *Caso PC2 (Propuesto)*. De acuerdo al diagrama funcional propuesto (ver Figura 5.13) se utiliza la magnitud de la componente fundamental estimada con Prony, y se utiliza el ángulo de fase estimado con Prony para formar los fasores de tensión y corriente compensados y así poder utilizarlos en el esquema de comparación de fase en (5.8). Es posible apreciar un buen estimado en la Figura 5.14, tanto en magnitud como en fase, pero se observa un error durante la etapa transitoria, en el caso propuesto (*Caso PC2*) (ver Figura 5.14) utilizando Prony se obtiene un buen estimado en magnitud y ángulo de fase de la componente fundamental utilizando un ciclo de señal, cabe mencionar que la magnitud y ángulo de fase estimados por Coseno presentan el error debido a las componentes frecuenciales del orden 1.2 y 0.8 presentes en falla (ver Figura 5.14 y 5.15).

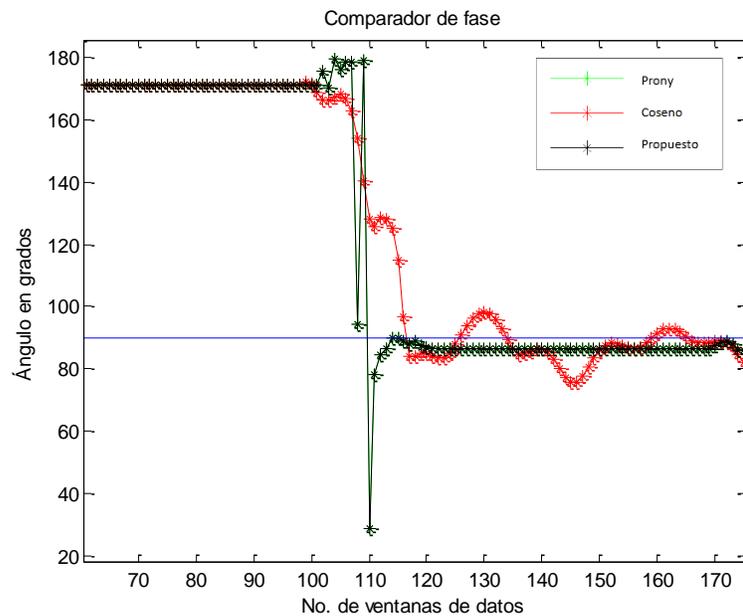


Figura 5.15. Plano de comparación de fase (Caso PC2).

En la Figura 5.15 se presenta el plano de comparación de fase, donde se presenta una comparación de Prony, Coseno y el Caso PC2 (Propuesto) utilizando los fasores compensados, es posible apreciar que el Caso PC2 (Propuesto) presenta una reducción del error considerable debido a que se está utilizando en los fasores compensados. Se observa que al formar las señales de comparación y estableciendo la comparación de fase, el error en el

ángulo resultante de las señales de comparación del Caso PC2 se reduce considerablemente en comparación con Coseno, pero existe un error de tipo transitorio, este error es posible reducirlo como se presentó en el Caso PC1, al obtener un promedio de las magnitudes de Coseno y Prony, el error en magnitud se reduce y por consiguiente el error de tipo transitorio en el plano de comparación de fase del relevador. El filtro Prony *Caso PC2* presenta un buen estimado en el período de falla, y presenta una reducción en el error durante la etapa transitoria en comparación con Coseno, donde este efecto reducirá el tiempo de detección de la falla en el relevador de distancia.

5.4 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

Los métodos de estimación evaluados en este capítulo presentan buenos resultados durante la estimación en el período de falla. Tanto el método de Prony como el método de Mínimos Cuadrados pueden ser utilizados en conjunto con los filtros digitales convencionales para formar un filtro híbrido, con el propósito de reducir el error en el estimado de los fasores de la componente fundamental durante el período de falla y el error de estado transitorio con el fin de mejorar los tiempos de detección de la falla y la compensación del error en el estimado.

Los métodos propuestos Mínimos Cuadrados-Coseno, Prony-Coseno, Mínimos Cuadrados y Prony, presentan buenos estimados en el período de falla para su implementación en algoritmos de relevadores de distancia, por lo que estos métodos propuestos pueden ser utilizados como una alternativa para la compensación del error presente en el estimado de la impedancia aparente durante el período de falla debido a componentes frecuenciales de tipo interarmónicos y subarmónicos que afectan el estimado de los fasores de componente fundamental al utilizar el filtro Fourier y el Coseno, estas componentes frecuenciales existen en el sistema eléctrico de potencia debido al constante incremento de equipos de electrónica de potencia como los dispositivos de compensación y las centrales eólicas que utilizan una gran cantidad de convertidores electrónicos para la optimización de la energía generada.

La acción de filtrado afecta a las señales de entrada V_r e I_r al comparador, así la consideración de la característica del relevador es independiente del proceso de filtrado descrito, y es aplicable a cualquier característica de operación del relevador de distancia.

Capítulo 6

Evaluación funcional de filtros híbridos propuestos en relevadores de distancia

6.1 INTRODUCCIÓN

Los algoritmos utilizados en la protección de distancia para la estimación de la componente fundamental de las señales de tensión y de corriente son el Filtro de Fourier y el Filtro Coseno, en estudios realizados en la evaluación del desempeño de estos filtros digitales para la estimación de la componente fundamental el Filtro Coseno ha presentado buenos resultados en la tolerancia a la componente de corriente directa durante el periodo de la falla [16]. Los filtros digitales convencionales utilizados en relevadores de distancia presentan un error en el estimado de la impedancia aparente medida debido a la respuesta a la frecuencia de los mismos, ya que ante componentes frecuenciales como inter-armónicos y sub-armónicos presentes durante una condición de falla, generan un error considerable predominando el error en ángulo de fase en el estimado de los fasores de componente fundamental de las señales eléctricas de entrada (V_r e I_r). Los filtros híbridos propuestos MC-Coseno y Prony-Coseno se desarrollaron con el fin de reducir el error en el estimado generado por los filtros digitales convencionales dando paso a una nueva familia de filtros digitales para aplicación en sistemas de protección eléctrica. Los filtros híbridos propuestos fueron evaluados en el capítulo anterior presentan un buen estimado tanto para MC-Coseno como para Prony-Coseno. Se evaluaron varias arquitecturas, de las cuales los Casos MC1, MC2, PC1 y PC2 presentaron los mejores resultados tanto en estimación de magnitud y ángulo de fase para formar los fasores compensados.

En este capítulo se evaluará el desempeño de los métodos propuestos de estimación de parámetros en algoritmos de relevadores de distancia para su implementación con el propósito de reducir el error al estimar la componente fundamental y mejorar el estimado de la impedancia aparente.

6.2 EVENTOS DE FALLA SIMULADOS EN MATLAB/SIMULINK

En esta sección se evalúa el desempeño de operación del filtro híbrido propuesto MC1, MC2, PC1 y PC2 los diagramas funcionales propuestos son presentados en las Figuras 5.1 y 5.9. Los filtros híbridos propuestos serán evaluados en alcance y tiempo. La evaluación del alcance se realizará observando la distorsión de su característica de operación. La evaluación del tiempo de operación se realizará mediante la visualización de la trayectoria de la impedancia de falla en el plano de comparación de fase y la trayectoria en el plano complejo.

La evaluación se realiza únicamente con casos simulados. Se utilizaron programas de simulación en el tiempo, MATLAB/SIMULINK® y ATP. El proceso de simulación en la frecuencia impide que después de la reconstrucción de la señal, se conserve la integridad de la señal. Así la señal resultante esta reconstruida en base a valores frecuenciales fundamentales. Los algoritmos presentados no pueden detectar las frecuencias originales. Este comportamiento es similar en los eventos reales presentados en el capítulo 3, ya que los registradores de eventos realizan el proceso de reconstrucción similar [40].

6.2.1 Evento de falla simulado

En la Figura 4.1 se utilizan las señales de prueba generadas para evaluar los algoritmos propuestos, estas señales son las utilizadas en el capítulo 5.

A. Evaluación (Caso MC1 y MC2)

En este filtro es necesario conocer las frecuencias que estarán presentes en la señal para formar el modelo de señal y formar la matriz S (ver Figura 3.8). De acuerdo al diagrama funcional propuesto (ver Figura 5.3 y 5.6) se forman los fasores de tensión y corriente compensados para utilizarlos en el esquema de comparación de fase del relevador de distancia. Estos fasores estimados son los fasores compensados que se utilizan para formar las señales de comparación del modelo del relevador de distancia, una vez formadas las señales de comparación se utiliza la comparación de fase para determinar la condición de disparo del relevador. En la Figura 6.1 se realiza una comparación de las trayectorias de impedancia

estimadas, utilizando el método convencional de estimación el filtro Coseno, MC1 (comp) y MC2 (mc).

En las trayectorias de impedancia estimadas mostradas en la Figura 6.1 es posible observar los errores en las trayectorias y por consiguiente errores en la detección de la falla. La trayectoria más errática es la que corresponde al método de MC, pero es la que presenta un buen estimado durante el período de falla al compararla con el estimado de la trayectoria de impedancia del fasor de componente fundamental. La impedancia estimada con el filtro Coseno considerando en las señales componentes frecuenciales que no son filtradas por el filtro Coseno presenta una buena respuesta de estado transitorio pero su estimado durante el período de falla se ve afectado por estas componentes frecuenciales y en el método propuesto MC-Coseno se observa un error de estado transitorio considerable. Por lo que con el método propuesto se busca una compensación en el error en el estimado durante el período de falla.

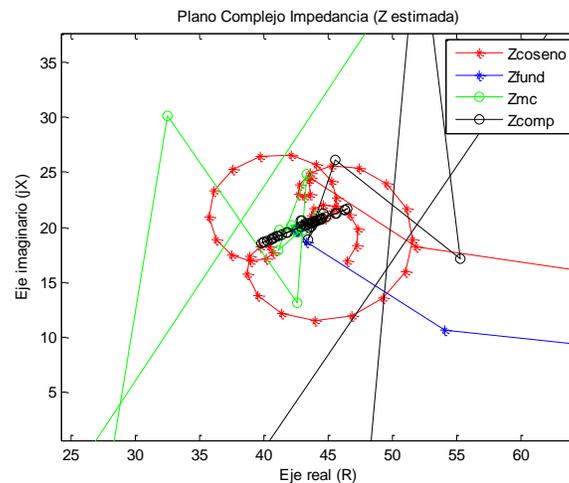


Figura 6.1. Trayectorias de impedancia estimadas (Comparación MC1 y MC2).

El plano de comparación de fase se presenta en la Figura 5.5, en el cual se presenta el ángulo de comparación de fase para Coseno, MC1 y MC2, durante la transición de la ventana durante la discontinuidad generada por el evento de falla, se observa un error de gran magnitud a utilizar MC1 y MC2 pero las trayectorias llegan prácticamente al mismo tiempo que en el caso del filtro Coseno a la zona de detección de la falla delimitada por los ángulos de -90 y 90 grados, por lo que se presenta una reducción en el tiempo de operación, cabe mencionar que este análisis está enfocado en estimar la impedancia con el menor error posible

durante el primer período de muestras de falla, por lo que al analizar la Figura 5.5 en el plano de comparación de fase, es posible apreciar que después de la discontinuidad MC2 es el que presenta un mejor desempeño en el estimado, después MC1 y por último el filtro Coseno, ya que este último genera un error en el estimado de la componente fundamental tanto en amplitud como en fase por su característica de respuesta a la frecuencia cuando las señales contienen componentes frecuenciales que no son filtradas por Coseno (ver Figura 5.2).

En la Figura 6.2 se utiliza un característica tipo Mho y se presentan las trayectorias de impedancia obtenidas a partir de los estimados con Coseno, MC1 y MC2 para evaluar el porcentaje de error del estimado. Se aprecia en la Figura 6.2 como MC2 compensa el error en el estimado en comparación del filtro Coseno, evitando así una mala operación del relevador de distancia.

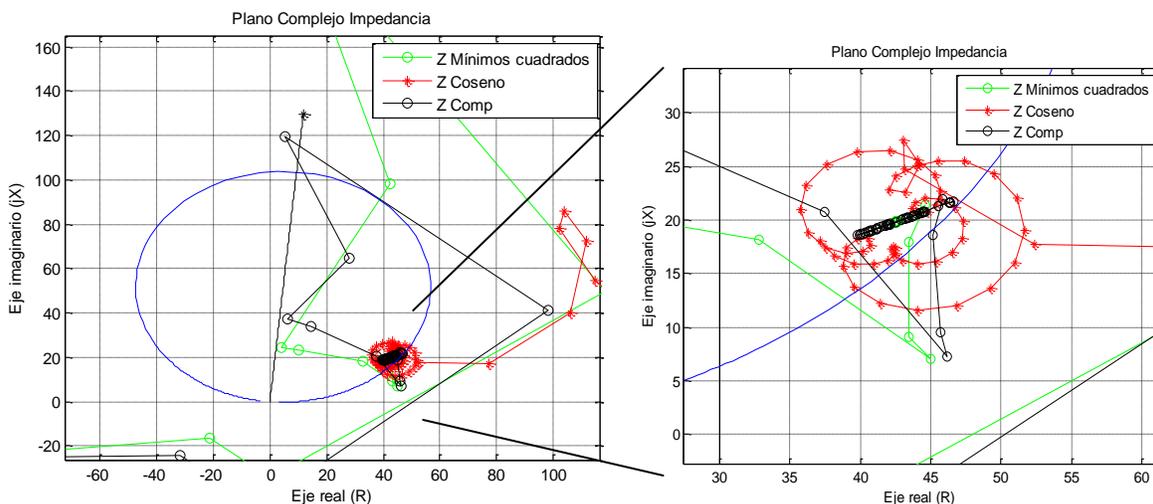


Figura 6.2. Plano de comparación Z (Comparación MC1 y MC2).

En la Figura 6.3 el porcentaje de error en los estimados comparados con el fasor de la componente fundamental de las señales generadas de la Figura 4.1 en estado estable es de aproximadamente 10^{-3} , durante la discontinuidad de la señal se presenta un error de aproximadamente 73.98% debido a la respuesta de estado transitorio en el estimado utilizando el MC2, el error en el estimado del filtro Coseno durante la discontinuidad es el de menor magnitud 6% aproximadamente y el error en el estimado del algoritmo propuesto MC1 es de aproximadamente del 70.95%. El principal interés en este análisis es durante el período de falla, por lo que en la Figura 6.3 el método que presenta menor error en el estimado durante el

período de falla es MC2, el inconveniente con MC2 es su respuesta de estado transitorio que presenta un error del 73.98% en comparación con el filtro Coseno y MC1, MC2 tiene un error promedio del 3.85% aproximadamente durante el estimado en el período de falla, el filtro Coseno presenta un error del 11.67% aproximadamente y el caso MC1 un error del 0.14 %.

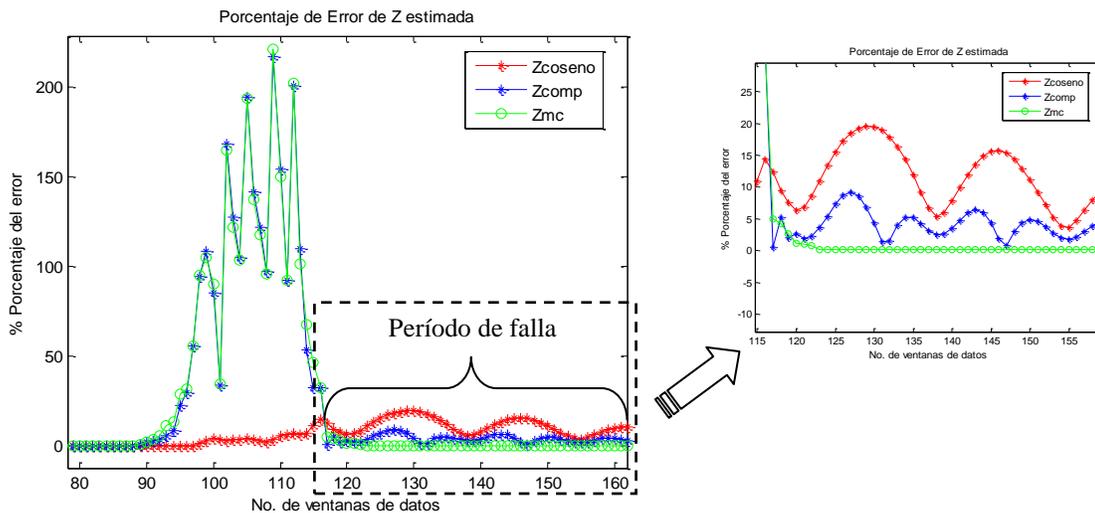


Figura 6.3. Porcentaje de error de Z estimada (Comparación MC1 y MC2).

Como se observa en la Tabla 6.1 el método que presenta un mejor estimado de la componente fundamental durante el período de falla es MC2, el filtro Coseno presenta el error mayor cuando se presentan componentes frecuenciales subarmónicas ó interarmónicas las cuales no puede filtrar y genera un error en el estimado de la componente fundamental y por consiguiente en la impedancia estimada, el tiempo de estimación del filtro Coseno es de aproximadamente 0.15 ciclos y en MC2 es de 0.18 ciclos, el tiempo de estimación y compensación de MC1 es de aproximadamente 0.33 ciclos. De acuerdo a la Tabla 6.1 es posible considerar MC1 como el más adecuado para su implementación en relevadores de distancia, aunque MC1 presenta el menor error durante el período de falla, su error de tipo transitorio durante la discontinuidad es el de mayor magnitud y esto puede ocasionar un incremento en el tiempo de detección de la falla ó que otra zona de protección indique una alarma en su zona y por consiguiente un posible disparo debido al error en la impedancia aparente estimada utilizando el método de MC.

Tabla 6.1. Porcentaje de error en Z estimada en etapa transitoria, período de falla y tiempo de estimación utilizando una ventana de un ciclo (Caso MC1 y MC2).

Métodos de Estimación	% Error Z (Falla)	% Error Z (Etapa Transitoria)	Tiempo de estimación (Ciclos)
MC1	3.85	70.95	0.33
Filtro Coseno	11.67	6.00	0.15
MC2	0.14	73.98	0.18

Tabla 6.2. Tiempo de detección de la falla del relevador de distancia utilizando señales simuladas (Caso MC1 y MC2).

Método de estimación	Top (ciclos)
MC1	2.17
Coseno	3.1
MC2	2.17

En la Tabla 6.2 se presentan los tiempos de detección de la falla, donde MC1 detecta la falla en un tiempo de 2.17 ciclos, en el caso del Filtro Coseno por el error en el estimado por la componente de baja frecuencia presente en las señales, este detecta la falla en 3.1 ciclos y MC2 detecta la falla en un tiempo igual a 2.17 ciclos.

B. Evaluación (Caso PC1 y PC2)

De acuerdo al diagrama funcional propuesto (ver Figura 5.10 y 5.13) se forman los fasores de tensión y corriente compensados para utilizarlos en el esquema de comparación de fase del relevador de distancia.

En la Figura 6.4 se realiza una comparación de las trayectorias de impedancia estimadas, utilizando el método convencional de estimación, el filtro Coseno, PC1 (comp) y PC2 (prony). En las trayectorias de impedancia estimadas mostradas en la Figura 6.4 es posible observar los errores en las trayectorias y por consiguiente errores en la detección de la falla. La trayectoria más errática es la que corresponde a PC2, pero es la que presenta un buen estimado durante el período de falla al compararla con el estimado de la trayectoria de impedancia del fasor de componente fundamental. La impedancia estimada con el filtro Coseno considerando en las señales componentes frecuenciales que no son filtradas por el filtro Coseno presenta una buena respuesta de estado transitorio pero su estimado durante el período de falla se ve

afectado por estas componentes frecuenciales y en PC1 se observa un error de estado transitorio mayor pero menor en comparación con PC2. Por lo que con PC1, además de presentar una compensación en el error en el estimado durante el período de falla se reduce el error de tipo transitorio durante la transición de la ventana en comparación con PC2.

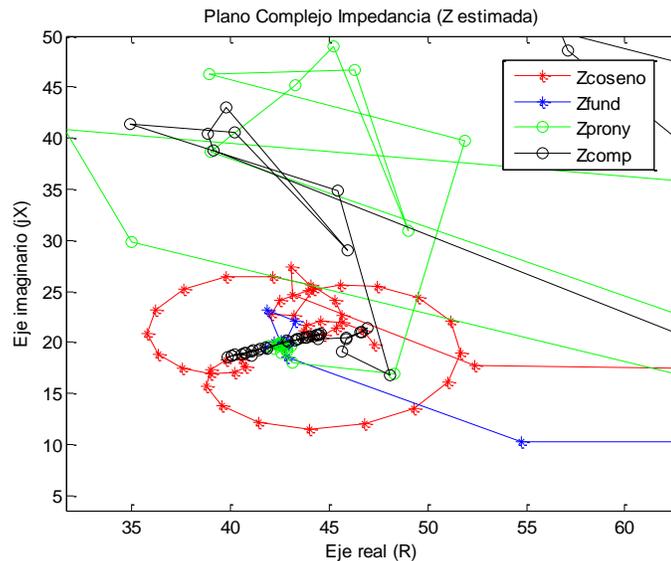


Figura 6.4. Trayectorias de impedancia estimadas (Comparación PC1 y PC2).

El plano de comparación de fase se presenta en la Figura 5.12, en el cual se presenta el ángulo de comparación de fase para Coseno, PC1 y PC2, durante la transición de la ventana durante la discontinuidad generada por el evento de falla, se observa un error de gran magnitud a utilizar PC1 y PC2 pero las trayectorias llegan mas rápido que en el caso del filtro Coseno a la zona de detección de la falla, por lo que se presenta una reducción en el tiempo de operación, cabe mencionar que este análisis está enfocado en estimar la impedancia con el menor error posible durante el primer período de muestras de falla, por lo que al analizar la Figura 5.12, es posible apreciar que después de la discontinuidad PC2 es el que presenta un mejor desempeño en el estimado, después PC1 y por último el filtro Coseno, ya que este ultimo genera un error en el estimado de la componente fundamental tanto en amplitud como en fase.

En la Figura 6.5 se utiliza un característica tipo Mho y se presentan las trayectorias de impedancia obtenidas a partir de los estimados con Coseno, PC1 y PC2 para evaluar el porcentaje de error del estimado. Se aprecia en la Figura 6.5 como PC1 compensa el error en el estimado en comparación del filtro Coseno, evitando así una mala operación del relevador de distancia.

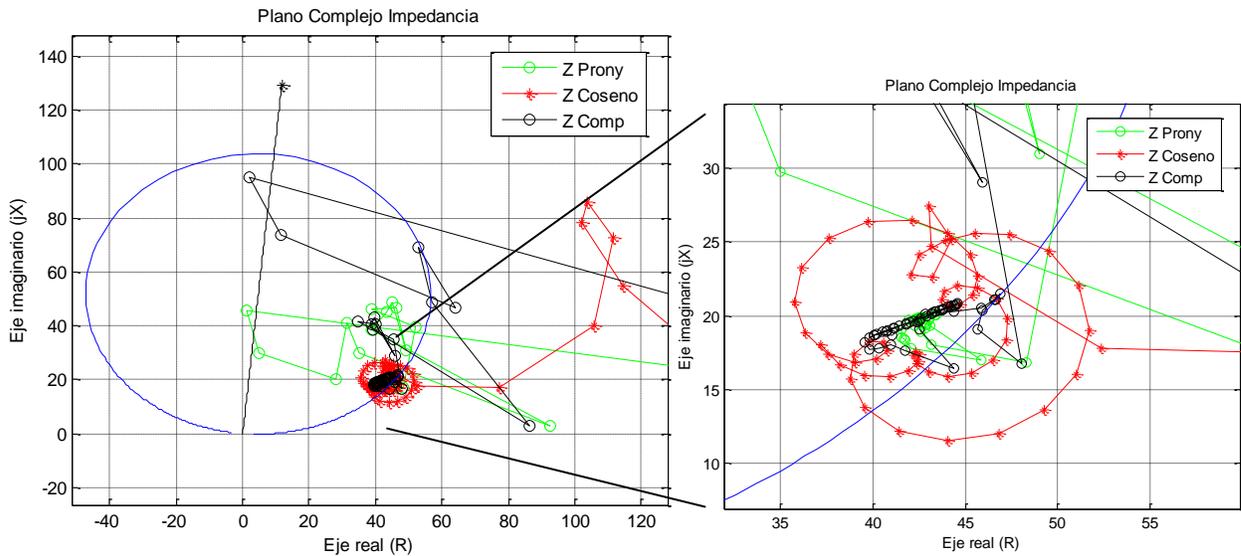


Figura 6.5. Plano de comparación Z (Comparación PC1 y PC2).

En la Figura 6.6 el porcentaje de error en los estimados comparados con el fasor de la componente fundamental de las señales generadas de la Figura 4.1 en estado estable es de aproximadamente 10^{-4} , durante la discontinuidad de la señal se presenta un error de aproximadamente 119% debido a la respuesta de estado transitorio en el estimado utilizando PC2, el error en el estimado del filtro Coseno durante la discontinuidad es el de menor magnitud 6% aproximadamente y el error en el estimado del algoritmo PC1 es de aproximadamente del 61%. El principal interés en este análisis es durante el período de falla, por lo que en la Figura 6.6 el método que presenta menor error en el estimado durante el período de falla es PC2, el inconveniente con PC2 es su respuesta de estado transitorio que presenta un error del 119% en comparación con el filtro Coseno y PC1, PC1 tiene un error promedio del 4.16% aproximadamente durante el estimado en el período de falla, el filtro Coseno presenta un error del 11.67% aproximadamente y PC2 un error del 0.40 %.

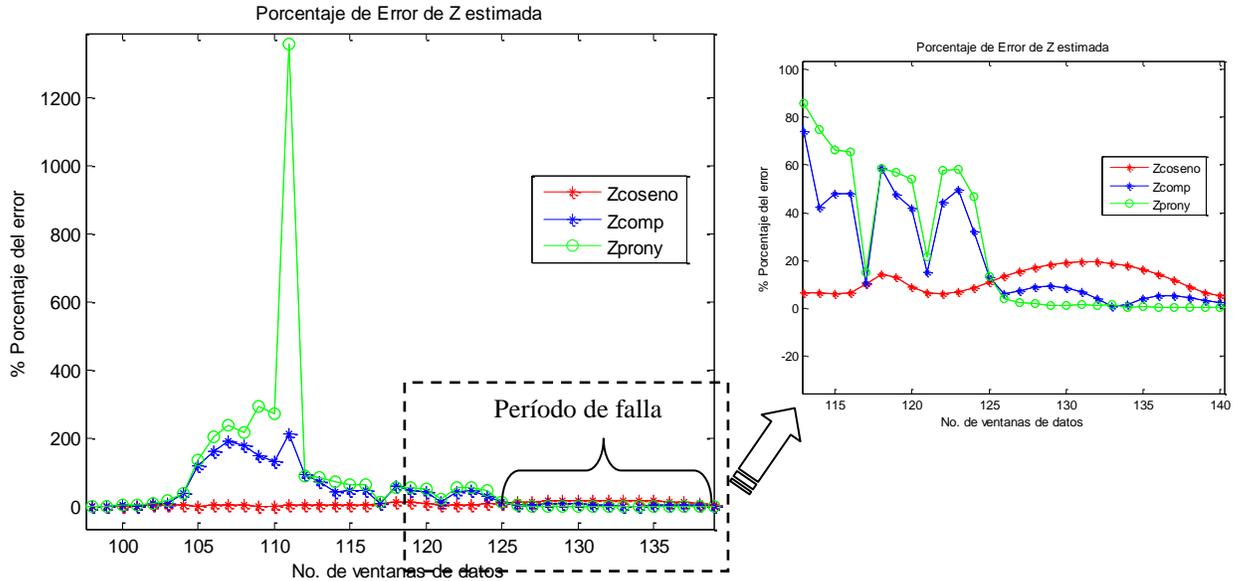


Figura 6.6. Porcentaje de error de Z estimada (Comparación PC1 y PC2).

Como se observa en la Tabla 6.3 el método que presenta un mejor estimado de la componente fundamental durante el período de falla es PC2, el filtro Coseno presenta el error mayor cuando se presentan componentes frecuenciales subarmónicas o interarmónicas las cuales no puede filtrar y genera un error en el estimado de la componente fundamental y por consiguiente en la impedancia estimada, el tiempo de estimación del filtro Coseno es de aproximadamente 0.15 ciclos y en PC2 es de 0.88 ciclos, el tiempo de estimación y compensación de PC1 es de aproximadamente 1.03 ciclos. De acuerdo a la Tabla 6.3 es posible considerar PC1 como el más adecuado para su implementación en relevadores de distancia, debido a que aunque PC2 presenta el menor error durante el período de falla, su error de tipo transitorio durante la discontinuidad es el de mayor magnitud y esto puede ocasionar un incremento en el tiempo de detección de la falla ó que otra zona de protección indique una alarma en su zona y por consiguiente un posible disparo debido al error en la impedancia aparente estimada utilizando PC2.

Tabla 6.3. Porcentaje de error en Z estimada en etapa transitoria, período de falla y tiempo de estimación utilizando una ventana de un ciclo (Caso PC1 y PC2).

Métodos de Estimación	% Error Z (Falla)	% Error Z (Etapa Transitoria)	Tiempo de estimación (Ciclos)
PC1	4.16	61.00	1.03
Filtro Coseno	11.67	6.00	0.15
PC2	0.40	119.00	0.88

Tabla 6.4. Tiempo de detección de la falla del relevador de distancia utilizando señales simuladas (Caso PC1 y PC2).

Método de estimación	Top (ciclos)
PC1	1.93
Coseno	3.1
PC2	1.75

En la Tabla 6.4 se presentan los tiempos de detección de la falla, donde PC2 detecta la falla en un tiempo de 1.75 ciclos, en el caso del Filtro Coseno por el error en el estimado por la componente de baja frecuencia presente en las señales, este detecta la falla en 3.1 ciclos y PC1 detecta la falla en un tiempo igual a 1.93 ciclos obteniendo así una reducción considerable en el tiempo de detección de la falla utilizando PC1 y/ó PC2.

C. Impacto y reducción del error de estimación en la característica de operación (Mho)

En esta sección se presenta el impacto y reducción del error en el estimado de los fasores de componente fundamental de las señales de la Figura 4.1, las cuales constan de componentes frecuenciales que los filtros digitales como Fourier y Coseno no pueden filtrar, por lo que además de presentarse el error en el estimado de la trayectoria de impedancia aparente y el plano de comparación de fase, el error se presenta de igual manera en la característica de operación ocasionando que se distorsione debido al error en el estimado provocando un error en alcance del relevador de distancia, esto sucede debido a que la característica de operación se forma a partir de los fasores estimados de componente fundamental, si estos fasores presentan un error por la respuesta a la frecuencia del Filtro Fourier ó Coseno el error se verá reflejado en la característica de operación.

Es posible visualizar el error del estimado utilizando el filtro Coseno en la característica de operación dinámica mostrada en la Figura 6.7, para el caso de las señales simuladas que están compuestas de componentes frecuenciales por debajo de la componente fundamental (subarmónicas) y por componentes interarmónicas, las cuales generan un error en el estimado de la componente fundamental utilizando el filtro Coseno ó Fourier, el error en alcance se observa en la característica de operación, donde en la Figura 6.7 b), en la etapa de pre-falla no existe ninguna componente frecuencial que no sea posible filtrar, por lo que la forma de la

característica de operación no se ve alterada, cuando el estimado por ventanas de un ciclo contiene muestras de prefalla y falla durante la discontinuidad, se observa una alteración en la característica, mientras más errática sea la trayectoria durante la transición de la ventana, la característica se verá alterada en gran magnitud en esta etapa, pero la etapa que es de interés en este trabajo es el estimado correcto durante el primer período de falla, y al visualizar la característica de operación en la etapa de falla, se observa una alteración en la misma, por lo que esto representa un error en alcance de aproximadamente 15.05% en el relevador de distancia, el cual se genera al utilizar los filtros digitales convencionales cuando existen estas componentes frecuenciales.

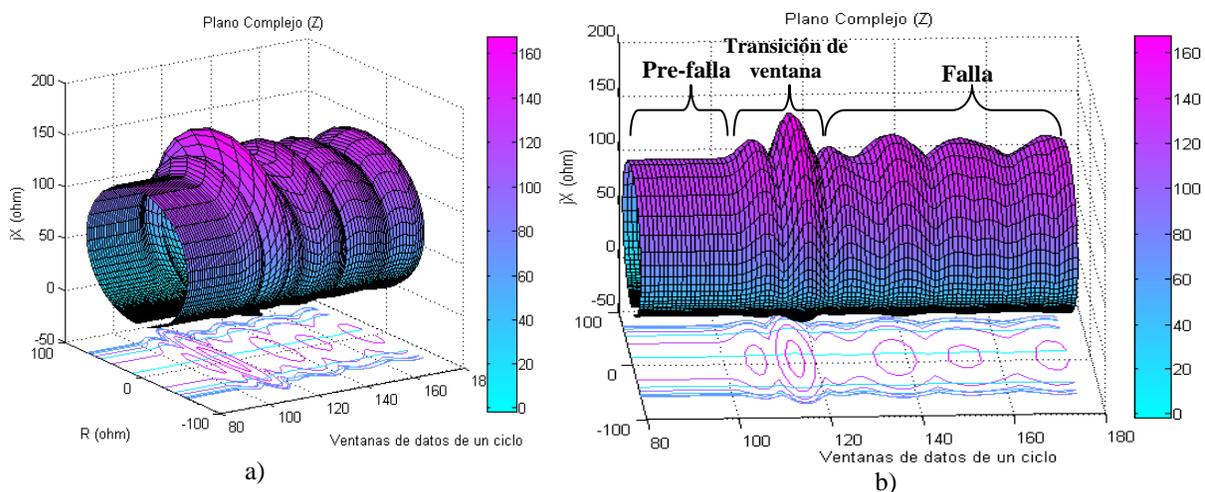


Figura 6.7. Característica de operación dinámica tipo Mho (Evento de falla simulado).
a) Vista completa. b) Vista lateral indicando etapas de transición.

En la Figura 6.8 se presenta la característica de operación durante el período de falla la cual presenta un error en alcance del relevador del 15.05%; al utilizar los filtros propuestos casos MC1, MC2, PC1 y PC2 se observa en la característica de operación durante el período de falla una reducción en el error en alcance del relevador de distancia (ver Figura 6.9 y 6.10). En el caso MC1 y MC2, el error en alcance es de 1.91% y 0.76% respectivamente, el error en el caso MC1 es mayor debido a que se utiliza el promedio de las magnitudes de MC y Coseno para obtener los fasores compensados, esto debido a que el filtro Coseno presenta un error en magnitud del estimado de los fasores de componente fundamental (ver Figura 6.9).

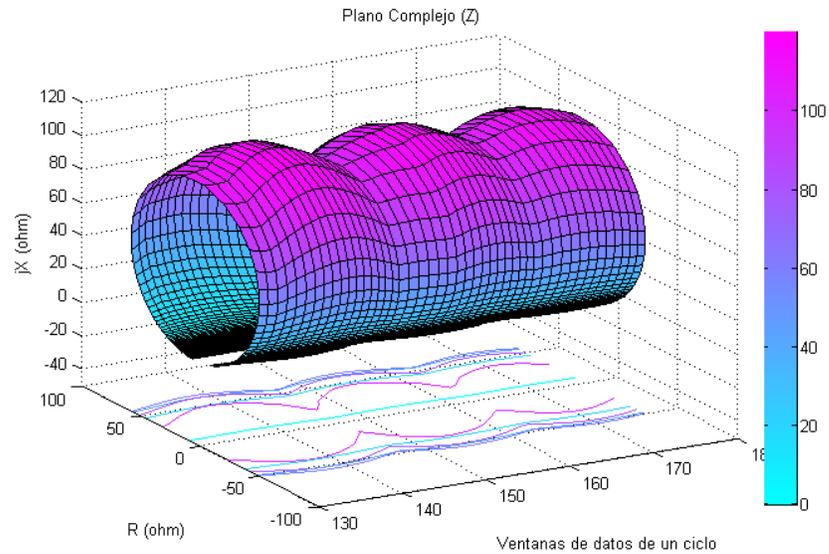


Figura 6.8. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla utilizando Filtro Coseno (Evento de falla simulado).

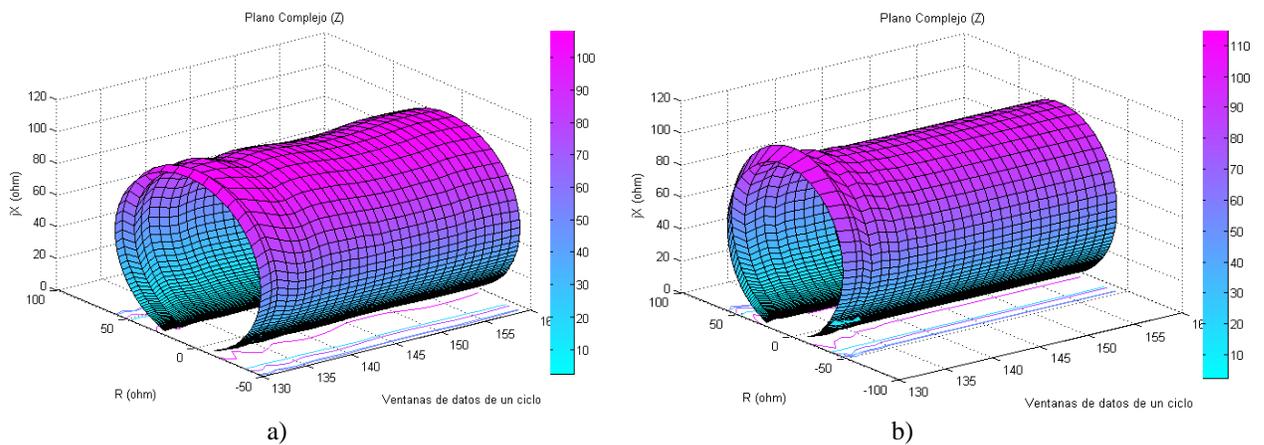


Figura 6.9. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Evento de falla simulado).
a) Caso MC1. b) Caso MC2.

En el caso PC1 y PC2, el error en alcance es de 2.54% y 0.86% respectivamente, la diferencia en el error del caso PC1 y PC2 es debido de igual manera a el promedio que se esta utilizando de las magnitudes de Prony y Coseno estimadas. En la Figura 6.9 y 6.10 se aprecia como se reduce el error en alcance del relevador utilizando los filtros propuestos MC1, MC2, PC1 y PC2 en comparación con el filtro Coseno. La reducción en el error evita que el relevador de distancia opere de manera incorrecta ante una condición de falla pudiendo ocasionar problemas de detección de la falla, así como subalcance/sobrealcance a otras zonas de protección.

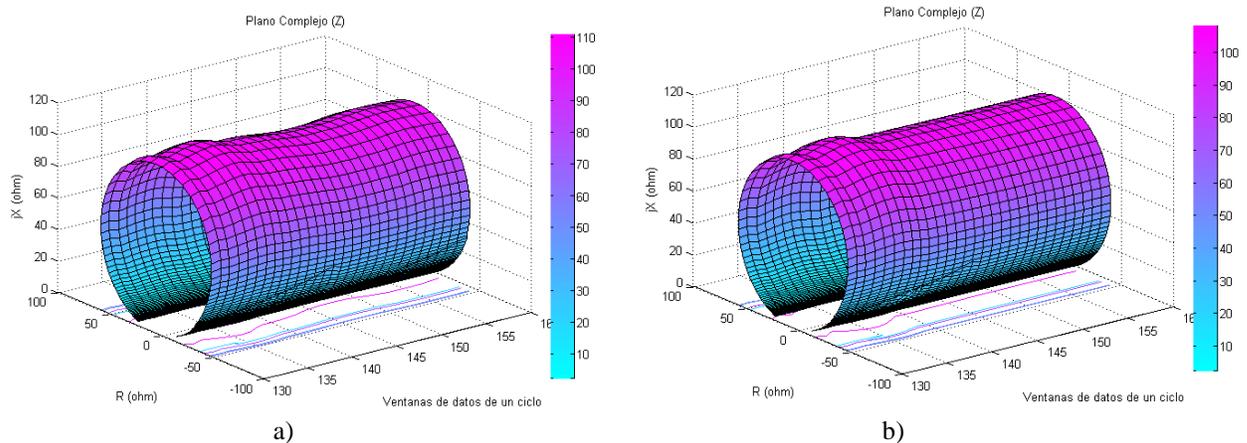


Figura 6.10. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Evento de falla simulado).
a) Caso PC1. b) Caso PC2.

6.2.2 Impacto y reducción del error de estimación ante dispositivos de nueva generación

En el capítulo 3 se presentó la caracterización del problema de dispositivos de nueva generación en la operación del relevador de distancia, donde fue posible apreciar que ante componentes frecuenciales asíncronas los relevadores de distancia que utilizan los filtros digitales convencionales como el filtro Coseno generan un error en el estimado de los fasores de componente fundamental y por consiguiente un error en alcance del relevador de distancia. En esta sección se presentan los resultados de la compensación del error en alcance en la característica de operación tipo Mho del relevador de distancia para los sistemas simulados en el capítulo 3 utilizando los casos MC1, MC2, PC1 y PC2.

A. Compensación del error en alcance (Sistema Central Eólica)

En la Figura 6.11 y 6.12 se presentan las características de operación durante el período de falla utilizando los fasores compensados utilizando los casos MC1, MC2, PC1 y PC2. Al comparar las características compensadas de la Figura 6.11 y 6.12 con la Figura 3.7 b) se aprecia como se reduce el error en la característica considerablemente.

El error en alcance en falla de la Figura 3.7 b) es de 5.7% y los errores en alcance utilizando los filtros digitales propuestos para el caso MC1 es de 0.25% y para MC2 es de 0.025%. Para los casos PC1 y PC2 el error es de 0.20% y 0.02%, en la Tabla 6.5 se presentan los tiempos de operación. Los resultados obtenidos confirman que el uso de los filtros digitales

propuestos presenta una reducción del error en alcance del relevador y por consiguiente en el tiempo de operación.

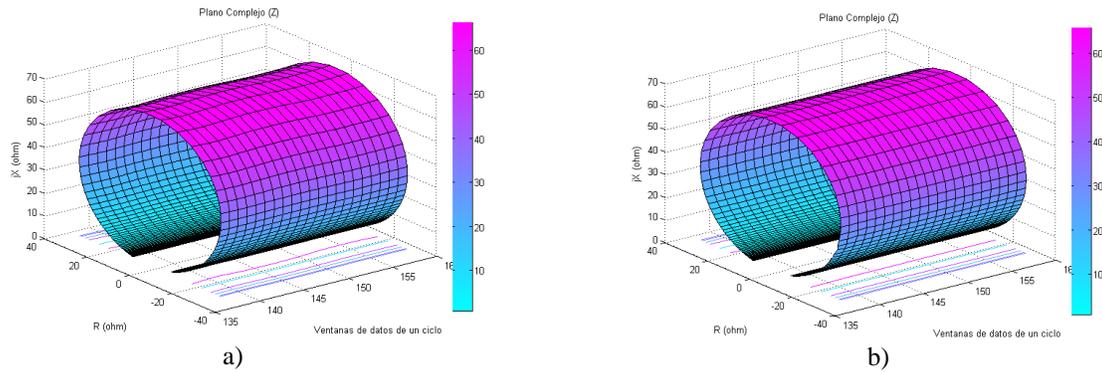


Figura 6.11. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Sistema Central Eólica).
a) Caso MC1. b) Caso MC2.

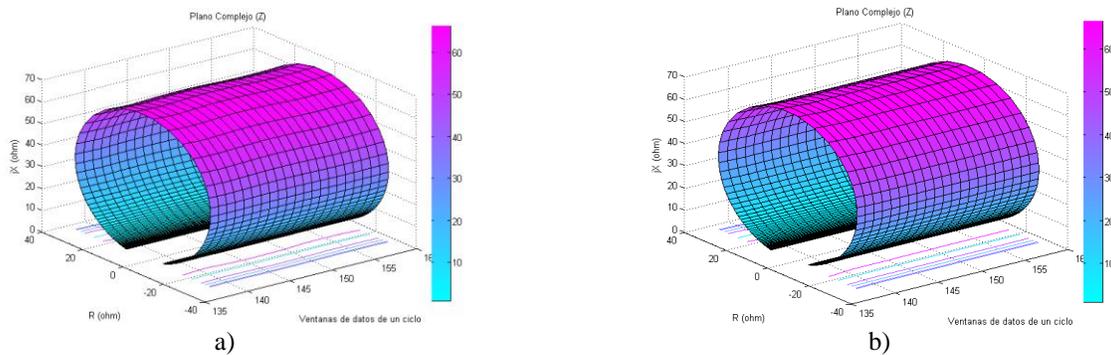


Figura 6.12. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Sistema Central Eólica).
a) Caso PC1. b) Caso PC2.

Tabla 6.5. Tiempo de detección de la falla del relevador de distancia ubicado en el sistema de prueba Central Eólica. (MC1, MC2, PC1 y PC2).

Método de estimación	Top (ciclos)
Coseno	No dispara
MC1	1.87
MC2	1.87
PC1	0.75
PC2	0.75

B. Compensación del error en alcance (Sistema STATCOM)

Al comparar las características compensadas durante el período de falla en la Figura 6.13 y 6.14 con la Figura 3.13 b) se aprecia como se reduce el error en la característica de operación. El error en alcance en falla de la Figura 3.13 b) es de 3% y los errores en alcance utilizando los filtros digitales propuestos para el caso MC1 es de 0.21% y para MC2 es de 0.03% (ver

Figura 6.13). Para los casos PC1 y PC2 el error es de 0.19% y 0.035% (ver Figura 6.14). En la Tabla 6.6 se puede apreciar una reducción del error en el tiempo de operación.

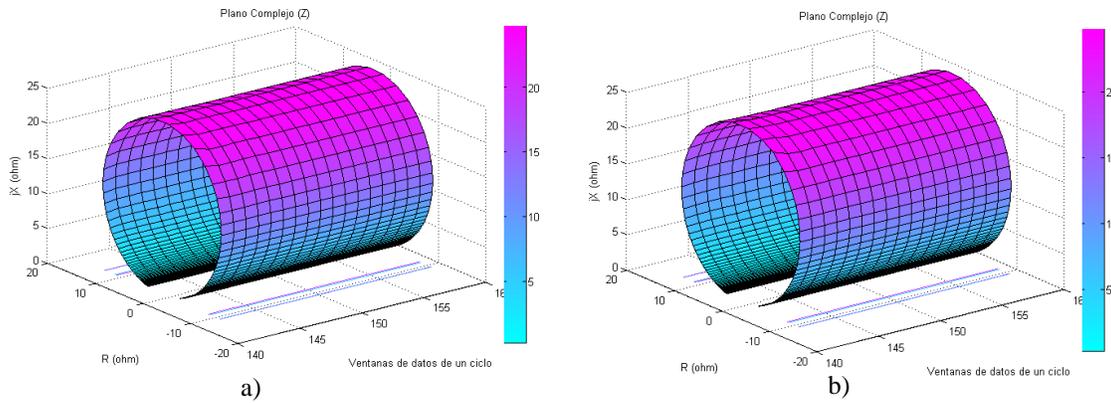


Figura 6.13. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Sistema STATCOM).
a) Caso MC1. b) Caso MC2.

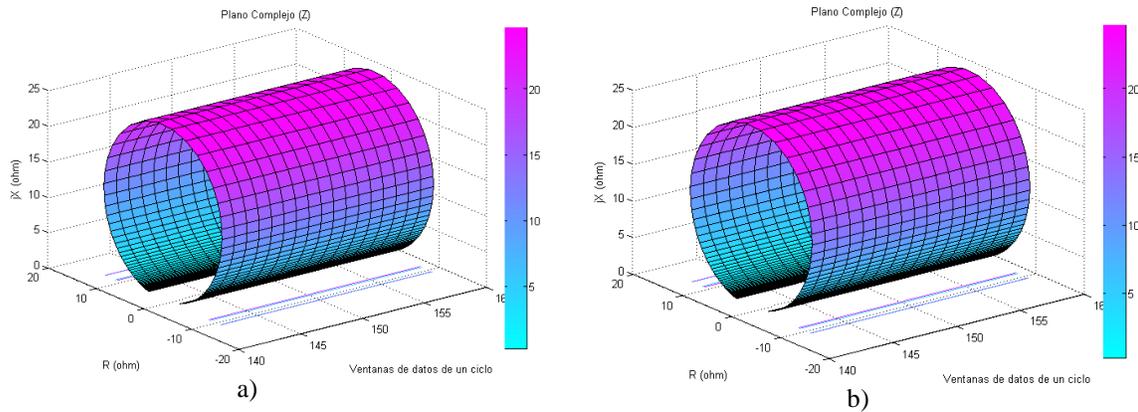


Figura 6.14. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Sistema STATCOM).
a) Caso PC1. b) Caso PC2.

Tabla 6.6. Tiempo de detección de la falla del relevador de distancia ubicado en el sistema de prueba STATCOM. (MC1, MC2, PC1 y PC2).

Método de estimación	Top (ciclos)
Coseno	2.5
MC1	1.4
MC2	1.35
PC1	0.8
PC2	0.36

C. Compensación del error en alcance (Sistema UPFC)

El error en alcance durante el período de falla de la Figura 3.19 b) es de 2.19% y los errores en alcance utilizando los filtros digitales propuestos para el caso MC1 es de 0.02% y para MC2 es de 0.01% (ver Figura 6.15). Para los casos PC1 y PC2 el error es de 0.02% y 0.01% (ver Figura 6.16). En la Tabla 6.7 se puede apreciar una reducción del error en el tiempo de operación, donde los casos PC1 y PC2 presentan el mejor resultado.

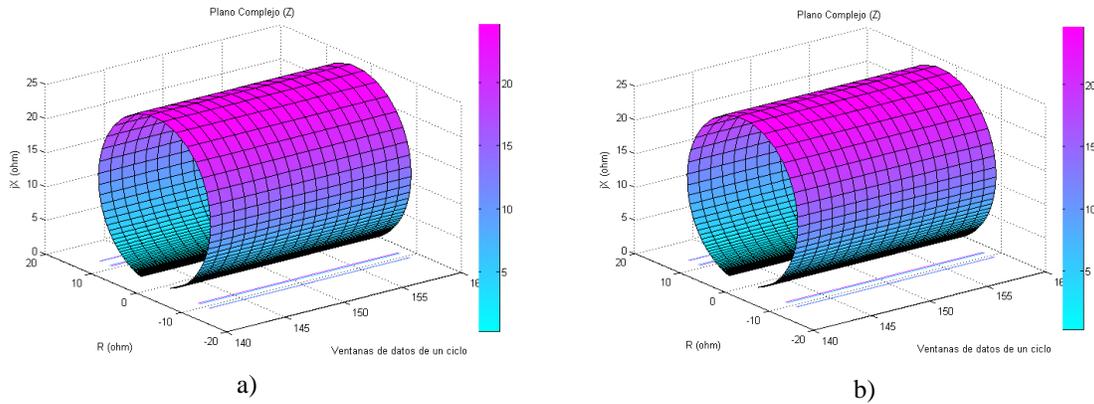


Figura 6.15. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Sistema UPFC). a) Caso MC1. b) Caso MC2.

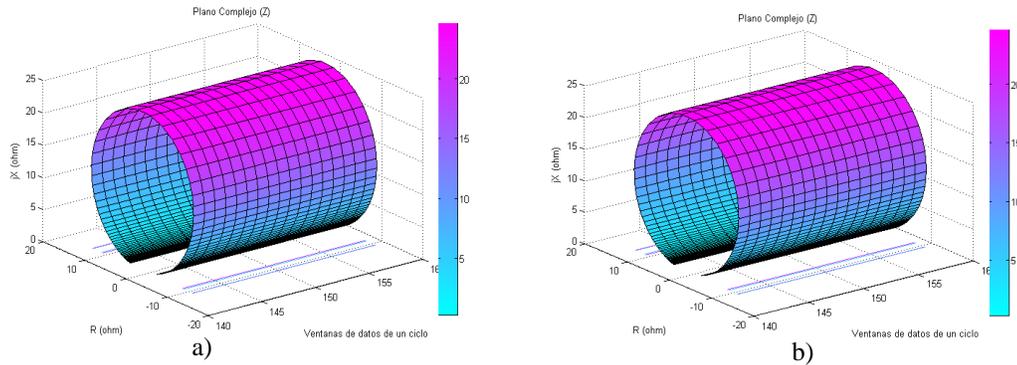


Figura 6.16. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Sistema UPFC). a) Caso PC1. b) Caso PC2.

Tabla 6.7. Tiempo de detección de la falla del relevador de distancia ubicado en el sistema de prueba UPFC. (MC1, MC2, PC1 y PC2).

Método de estimación	Top (ciclos)
Coseno	2.7
MC1	2.62
MC2	2.62
PC1	1.687
PC2	1.625

D. Compensación del error en alcance (Sistema Compensación Serie)

El error en alcance durante el período de falla de la Figura 3.28 b) es de 15.8%, y los errores en alcance utilizando los filtros digitales propuestos para el caso MC1 es de 0.28% y para MC2 es de 0.005% (ver Figura 6.17). Para los casos PC1 y PC2 el error es de 0.25% y 0.09% (ver Figura 6.18). En la Tabla 6.8 se puede apreciar una reducción del error en el tiempo de operación, donde los casos PC1 y PC2 presentan el menor tiempo de operación.

El error en alcance de mayor magnitud corresponde al sistema de compensación serie con un valor de 15.8% (ver Figura 3.28), ya que durante la falla se presentan componentes frecuenciales de tipo subarmónico de una amplitud considerable que distorsionan la característica de operación y generan un error tanto en la característica de operación como en la trayectoria de impedancia aparente, los sistemas de compensación serie son muy utilizados debido a su bajo costo en comparación con otros dispositivos como es el caso de los dispositivos FACTS; ante una condición de falla en una línea con compensación serie se presentarán estas componentes frecuenciales generando un error en la operación del relevador incrementando el riesgo de una contingencia mayor en el sistema eléctrico de potencia.

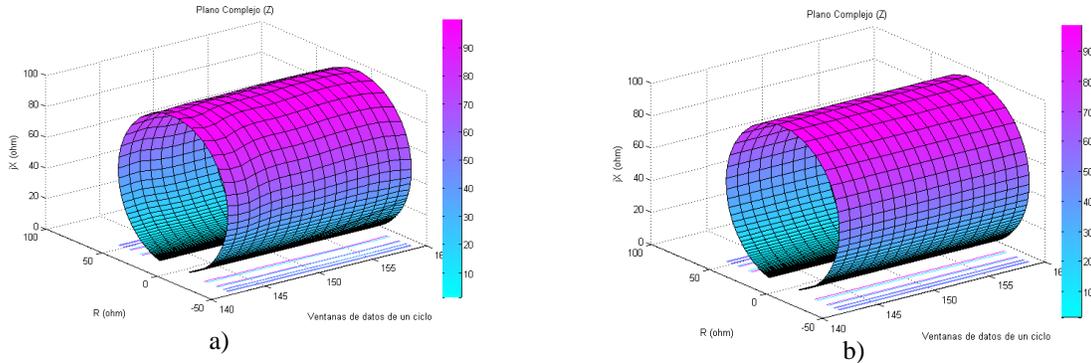


Figura 6.17. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Sistema Compensación Serie). a) Caso MC1. b) Caso MC2.

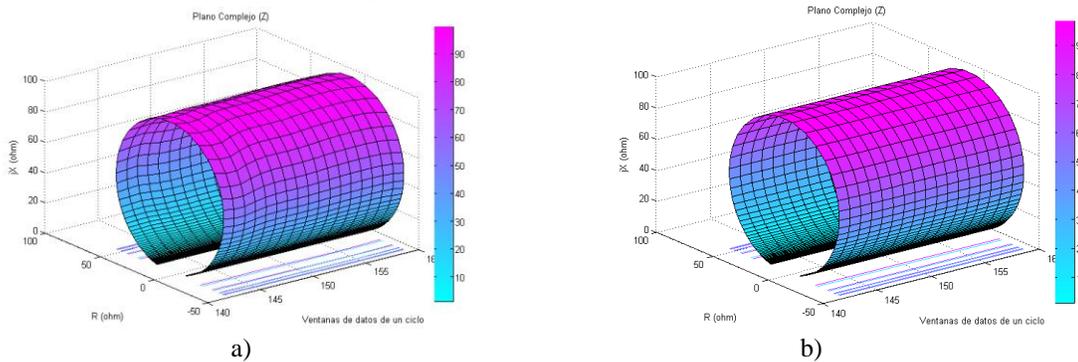


Figura 6.18. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Sistema Compensación Serie). a) Caso PC1. b) Caso PC2.

Tabla 6.8. Tiempo de detección de la falla del relevador de distancia ubicado en el sistema de prueba Compensación Serie. (MC1, MC2, PC1 y PC2).

Método de estimación	Top (ciclos)
Coseno	2.8
MC1	1.56
MC2	1.52
PC1	1.43
PC2	1.43

6.3 EVENTO DE FALLA SIMULADO EN ATP

En esta sección se evalúa el sistema de prueba de la Figura 6.19 utilizando la herramienta de simulación ATP, en el sistema se aplica una falla trifásica de una duración de 100 ms, las señales son adquiridas a una frecuencia de muestreo de 96 muestras por ciclo y se utiliza una característica tipo Mho ajustada al 80% de la línea.

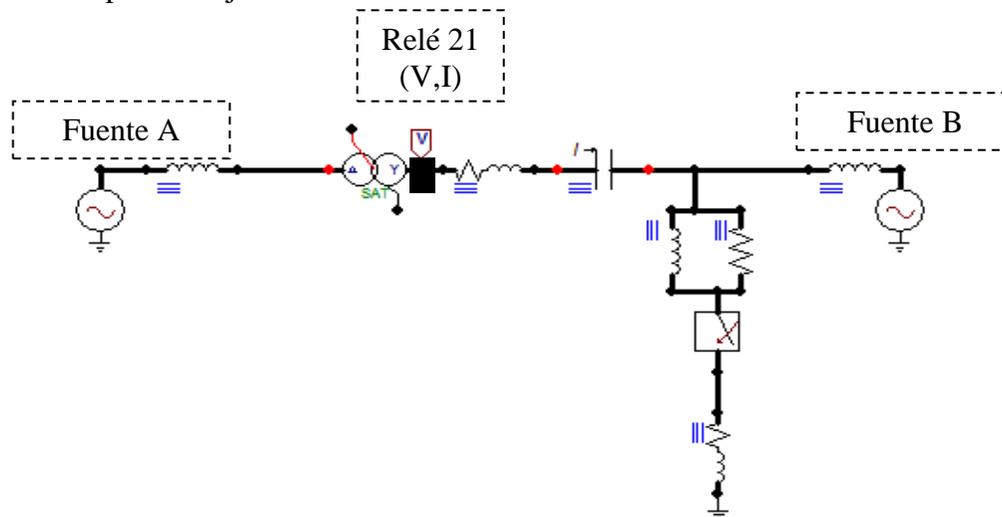


Figura 6.19. Sistema de potencia con compensación serie en ATP.

Tabla 6.9. Datos del sistema en ATP.

Datos del sistema	Magnitudes
Voltaje en nodo A	26KV / $\angle -14.9^{\circ}$
Reactancia de nodo A	0.377 Ω
Transformador	26KV/565.6KV
Impedancia de línea	163.08 Ω / $\angle 87.8^{\circ}$
Compensación serie	124.53 Ω
Voltaje en nodo B	565.6KV / $\angle -3.8^{\circ}$
Reactancia en nodo B	37.7 Ω
Frecuencia del sistema	60 Hz

Del sistema de la Figura 6.19 se obtienen las señales de tensión y corriente donde se encuentra ubicado el relevador de distancia (ver Figura 6.20), las señales serán evaluadas utilizando los filtros híbridos propuestos.

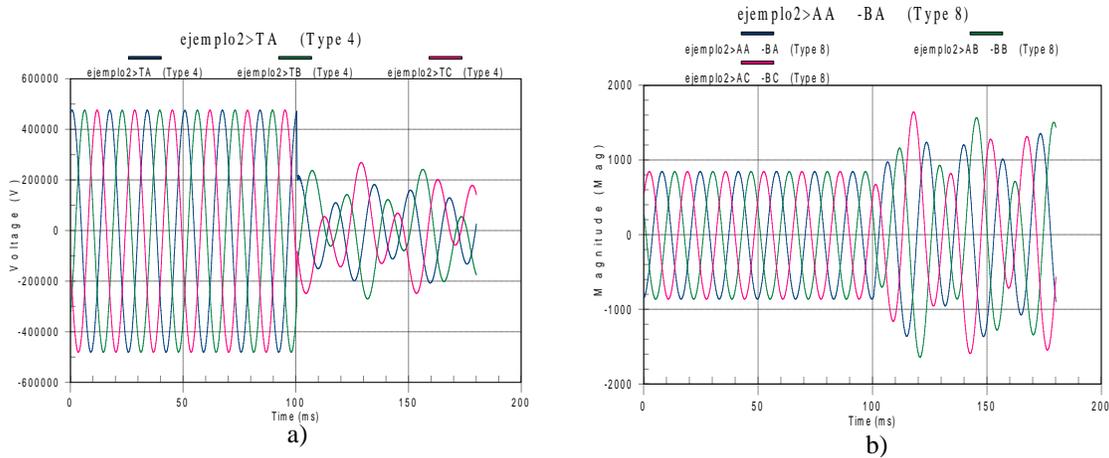


Figura 6.20. Señales de prueba en ATP. a) Señales de tensión. b) Señales de corriente.

En la Figura 6.21 se presentan señales de prueba simuladas para evaluar los algoritmos de propuestos, donde es posible apreciar componentes de baja frecuencia, la frecuencia presente en las señales es de 30Hz, estas señales se utilizarán para evaluar el desempeño de los algoritmos propuestos en el estimado de la impedancia aparente medida. Cabe mencionar que es necesario conocer las frecuencias en las señales en el modelo de señal en el caso del filtro MC-Coseno.

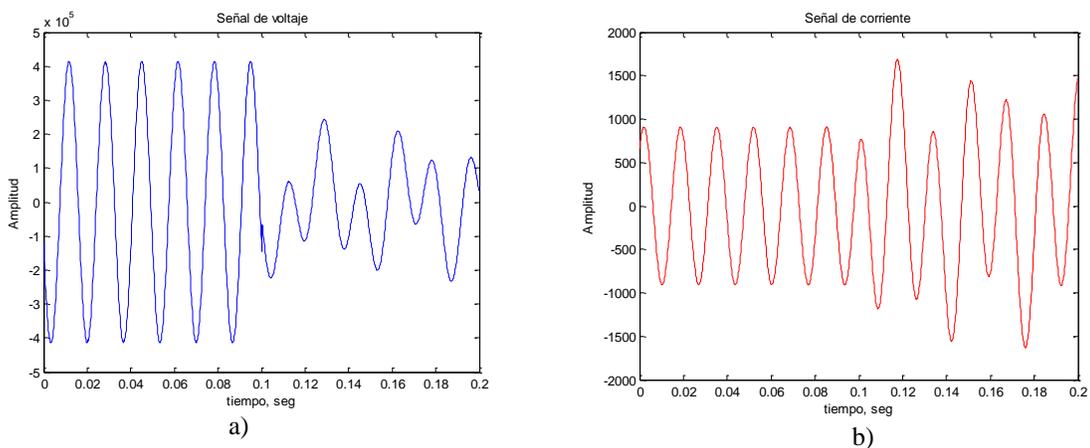


Figura 6.21. Señales de prueba en ATP. a) Señal de tensión V_r . b) Señal de corriente I_r .

A. Evaluación (Caso MC1 y MC2)

En la Figura 6.22 es posible apreciar las magnitudes y ángulo de fase de los fasores estimados correspondientes a la componente fundamental, utilizando Coseno, MC1 (propuesto) y MC2 (MC). De acuerdo al diagrama funcional propuesto (ver Figura 5.3 y 5.6) se forman los fasores de tensión y corriente compensados para poder utilizarlos en el esquema de comparación de fase.

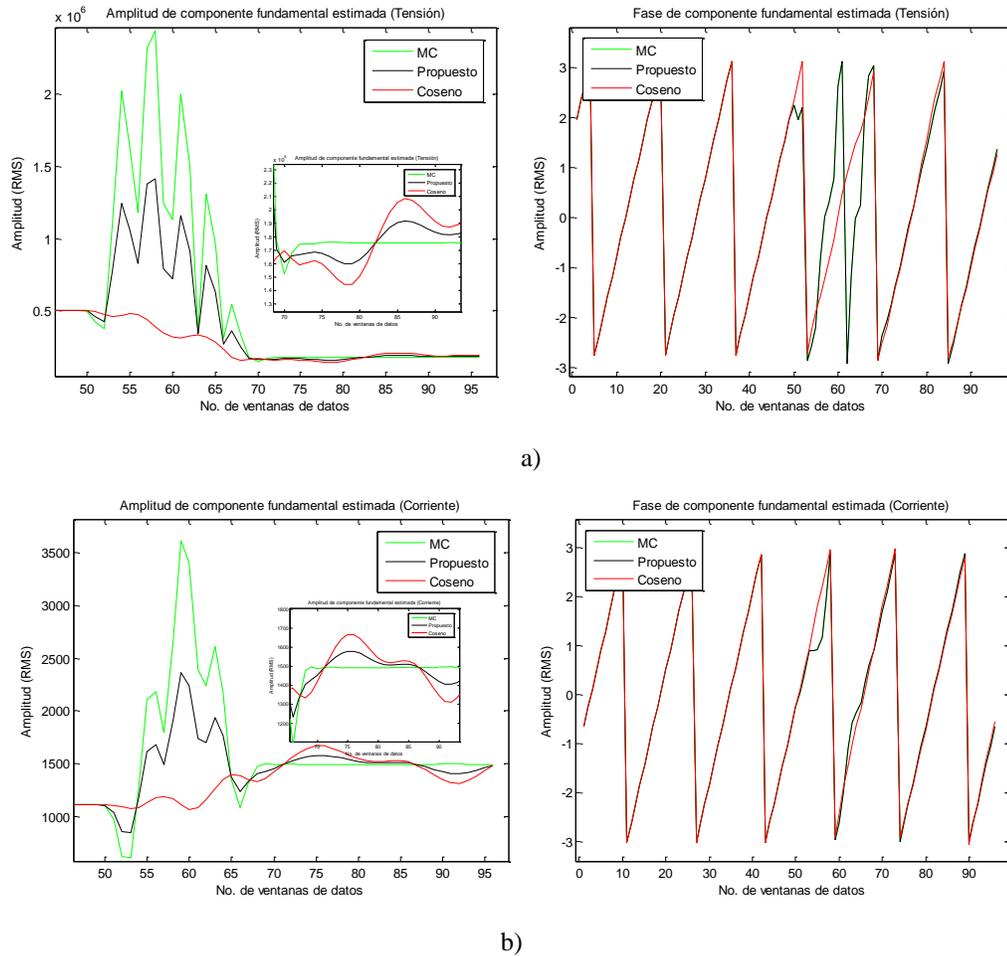


Figura 6.22. Amplitud y ángulo de fase estimados de la componente fundamental de las señales de prueba en ATP (MC1 y MC2). a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.

En la Figura 6.23 se realiza una comparación de las trayectorias de impedancia estimadas, utilizando el método convencional de estimación, el filtro Coseno, MC1 y MC2.

En las trayectorias de impedancia estimadas mostradas en la Figura 6.23 es posible observar errores en la detección de la falla. La trayectoria más errática es la que corresponde a filtro Coseno, la trayectoria correspondiente a MC1 (comp) y MC2 (mínimos cuadrados) compensan el error causado por Coseno y presentan un buen estimado durante el período de falla. La impedancia estimada con el filtro Coseno durante el período de falla se ve afectado por componentes frecuenciales que no puede eliminar (subarmónicos/interarmónicos).

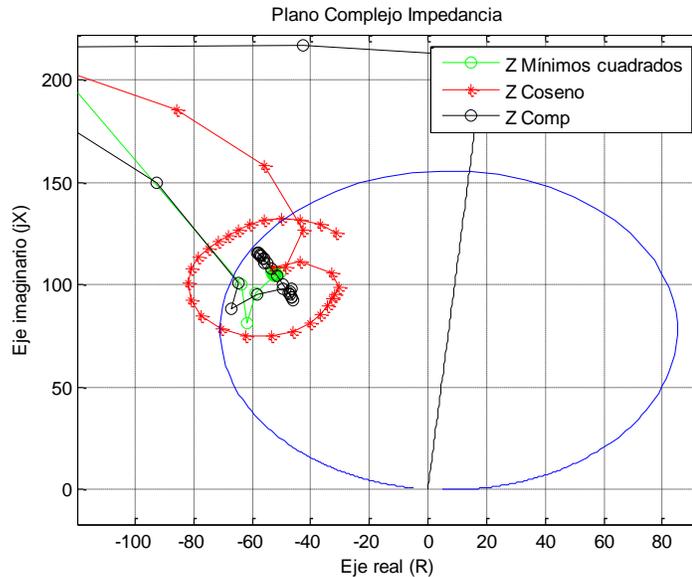


Figura 6.23. Plano de comparación Z sistema simulado en ATP (Comparación MC1 y MC2).

El plano de comparación de fase se presenta en la Figura 6.24, en el cual se presenta el ángulo de comparación de fase para Coseno, MC1 y MC2. Durante la transición de la ventana, en la discontinuidad generada por el evento de falla se observa una diferencia en las trayectorias al pasar por la discontinuidad de la señal al utilizar MC1 y MC2 en comparación con Coseno. Tanto MC1 como MC2 compensan el error del estimado por el filtro Coseno, ya que en la zona de detección de la falla, delimitada por los ángulos de -90 y 90 grados (límite de la característica tipo Mho), el filtro Coseno no detecta la falla (ver Figura 6.24) pero MC1 y MC2 detectan la falla adecuadamente como se muestra en la Tabla 6.10, por lo que se presenta una reducción del error en el estimado compensando adecuadamente el error del estimado por Coseno. Cabe mencionar que este análisis está enfocado en estimar la impedancia con el menor error posible durante el primer período de muestras de falla, por lo que al analizar la Figura 6.24 es posible apreciar que después de la discontinuidad MC2 es el que presenta un

mejor desempeño en el estimado, después MC1, y por último el filtro Coseno, ya que este último genera un error en el estimado de la componente fundamental tanto en amplitud como en fase como se observa en la Figura 6.22 debido a su característica de respuesta a la frecuencia cuando las señales contienen componentes frecuenciales que no son filtradas por Coseno.

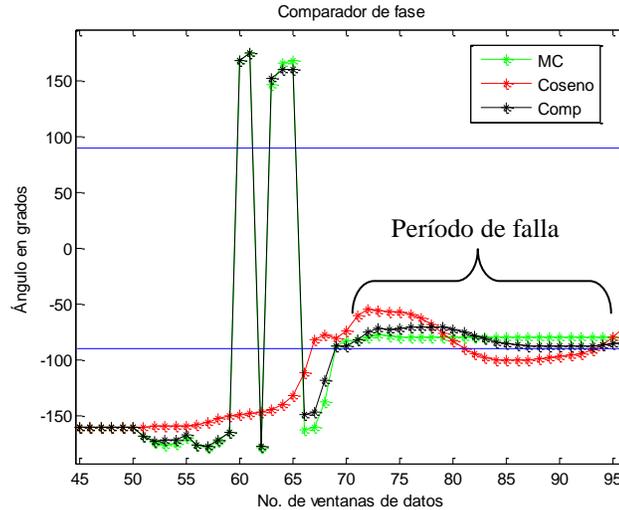


Figura 6.24. Plano de comparación de fase en ATP (Comparación MC1 y MC2).

El caso MC2 presenta el menor error durante el período de falla como se muestra en la Figura 6.22 y 6.24, su error de tipo transitorio durante la discontinuidad es el de mayor magnitud (ver Tabla 6.1) y esto puede ocasionar un incremento en el tiempo de detección de la falla ó que otra zona de protección indique una alarma en su zona debido al error en la impedancia aparente estimada.

Tabla 6.10. Tiempo de detección de la falla del relevador de distancia ubicado en el sistema de prueba en ATP (Caso MC1 y MC2).

Método de estimación	Top (ciclos)
MC1	2.13
Coseno	No dispara
MC2	2.13

En la Tabla 6.10 se presentan los tiempos de detección de la falla, donde MC1 y MC2 detectan la falla en el menor tiempo de 2.13 ciclos, en el caso del Filtro Coseno por el error en el estimado por la componente de baja frecuencia presente en las señales no detecta la falla.

B. Evaluación (Caso PC1 y PC2)

En la Figura 6.25 es posible apreciar las magnitudes y ángulo de fase de los fasores estimados correspondientes a la componente fundamental utilizando Coseno, PC1 (propuesto) y PC2 (Prony). De acuerdo al diagrama funcional propuesto (ver Figura 5.10 y 5.13) se forman los fasores de tensión y corriente compensados para utilizarlos en el esquema de comparación de fase.

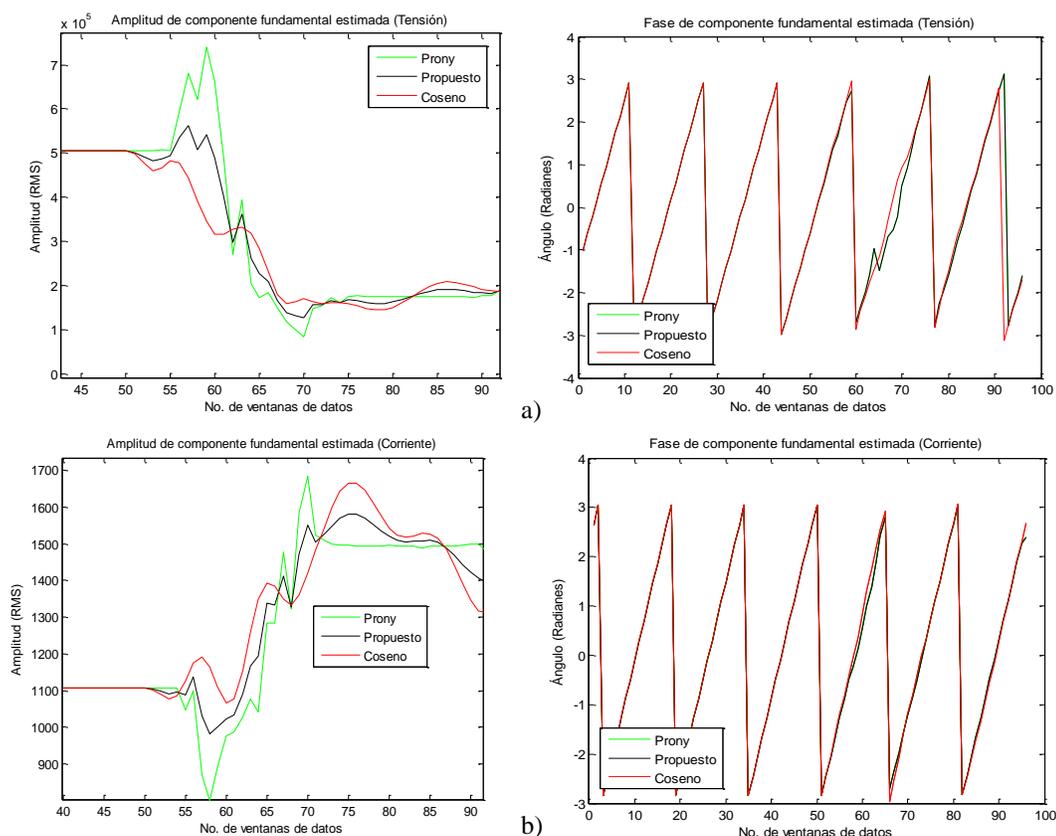


Figura 6.25. Amplitud y ángulo de fase estimados de la componente fundamental de las señales de prueba en ATP (PC1 y PC2). a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.

En la Figura 6.26 se presentan las trayectorias de impedancia aparente estimadas, la trayectoria más errática es la que corresponde al filtro Coseno; las trayectorias PC1 (comp) y PC2 (prony) presentan un buen estimado durante el período de falla al compararlas con el estimado del filtro Coseno.

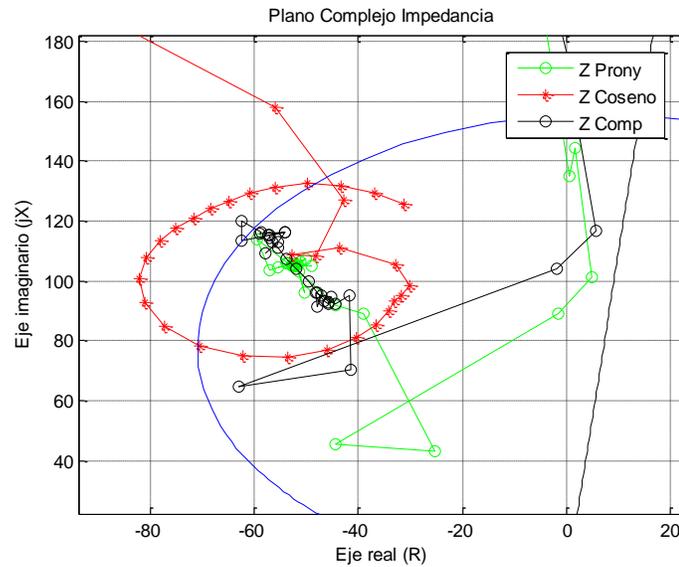


Figura 6.26. Plano de comparación Z del evento de falla en ATP (Comparación PC1 y PC2).

El plano de comparación de fase se presenta en la Figura 6.27, en el cual se presenta el ángulo de comparación de fase resultante para Coseno, PC1 y PC2. Durante la transición de la ventana se observa una diferencia de Coseno con respecto a PC1 y PC2, las trayectorias llegan más rápido que en el caso del filtro Coseno a la zona de detección de la falla delimitada por los ángulos de -90 y 90 grados, por lo que esto representa una reducción en el tiempo de operación. El caso PC2 es el que presenta un mejor desempeño en el estimado, después PC1, y por último el filtro Coseno, ya que este último genera un error en el estimado de la componente fundamental.

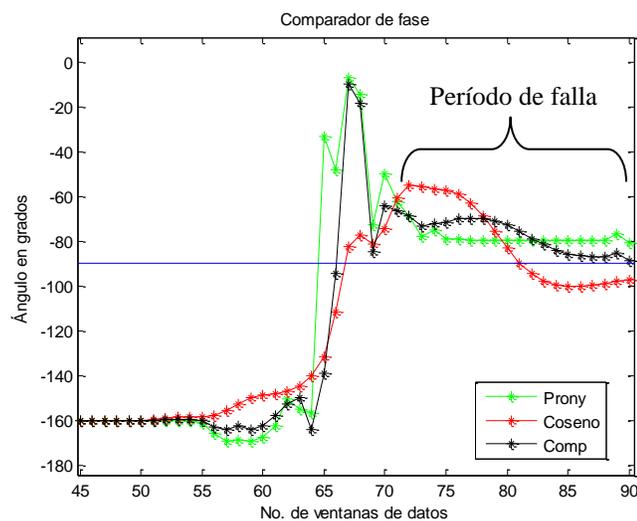


Figura 6.27. Plano de comparación de fase del evento de falla en ATP (Comparación PC1 y PC2).

El caso PC2 presenta el menor error durante el período de falla como se muestra en la Figura 6.26 y 6.27, pero su error de tipo transitorio durante la discontinuidad es el de mayor magnitud (ver Tabla 6.3) por lo que PC1 es el más adecuado para su implementación en esquemas de protección de distancia.

Tabla 6.11. Tiempo de detección de la falla del relevador de distancia ubicado en el sistema de prueba en ATP (Caso PC1 y PC2).

Método de estimación	Top (ciclos)
PC1	1.69
Coseno	No dispara
PC2	1.63

En la Tabla 6.11 se presentan los tiempos de detección de la falla, donde PC2 es el que detecta la falla en el menor tiempo en 1.63 ciclos, en el caso del Filtro Coseno este no detecta la falla debido al error en el estimado de los fasores de la componente fundamental, y PC1 detecta la falla en 1.69 ciclos por lo que los métodos propuestos PC1 y PC2 compensan el error en el estimado de impedancia aparente obteniendo así una correcta detección de la falla.

C. Impacto y reducción del error de estimación en la característica de operación (*Mho*)

En esta sección se presenta el impacto del error en el estimado de los fasores de componente fundamental de las señales de la Figura 6.21, las cuales presentan componentes de baja frecuencia (subarmónicos) debido al esquema de compensación serie en el sistema eléctrico de prueba.

Es posible visualizar el error del estimado en la característica de operación dinámica mostrada en la Figura 6.28, para el caso de las señales simuladas que están compuestas de componentes frecuenciales por debajo de la componente fundamental (subarmónicas), las cuales generan un error en el estimado de la componente fundamental utilizando el filtro Coseno ó Fourier. El error en alcance es posible observarlo en la característica de operación, donde en la Figura 6.28 b) en la etapa de pre-falla no existe ninguna componente frecuencial que no sea posible filtrar, por lo que la forma de la característica de operación no se ve alterada. Al visualizar la característica de operación durante el período de falla, se observa una alteración en la misma, por lo que esto representa el error en alcance en el estimado de

20.57%, el cual se genera al utilizar los filtros digitales tradicionales cuando existen estas componentes frecuenciales.

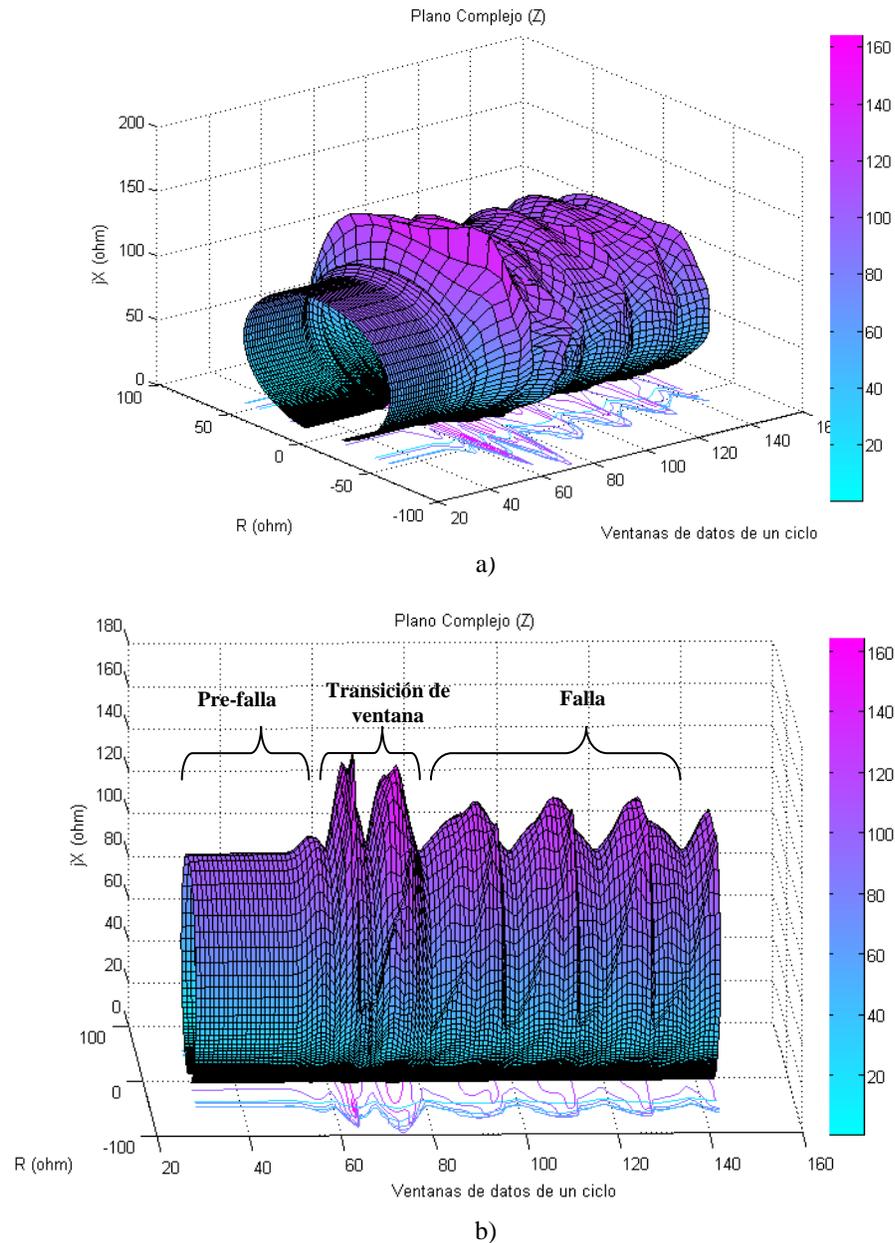


Figura 6.28. Característica de operación dinámica tipo Mho (Evento de falla en ATP).
a) Vista completa. b) Vista lateral indicando etapas de transición.

En la Figura 6.29 se presenta la característica de operación durante el período de falla la cual presenta un error en alcance del relevador del 20.57%; al utilizar los filtros propuestos casos MC1, MC2, PC1 y PC2 se observa una reducción en el error en alcance en la característica de operación durante el período de falla (ver Figura 6.30 y 6.31). En el caso MC1 y MC2, el error en alcance es de 2.08% y 0.22% respectivamente, el error en el caso

MC1 es mayor debido a que se utiliza el promedio de las magnitudes de MC y Coseno para obtener los fasores compensados, esto debido a que el filtro Coseno presenta un error en magnitud del estimado de los fasores de componente fundamental (ver Figura 6.27).

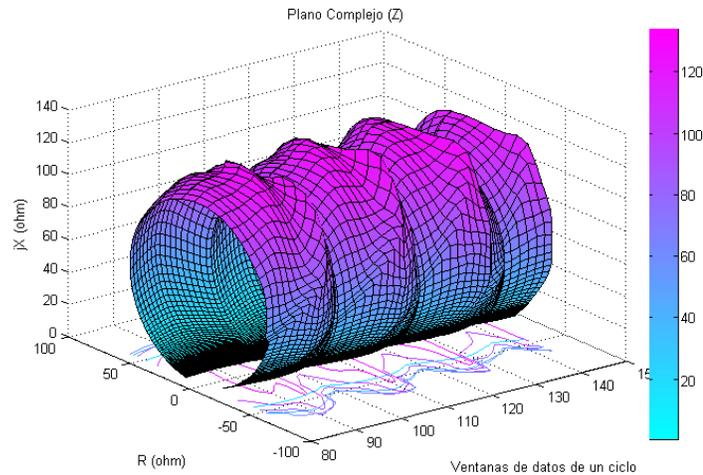


Figura 6.29. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla utilizando Filtro Coseno (Evento de falla en ATP).

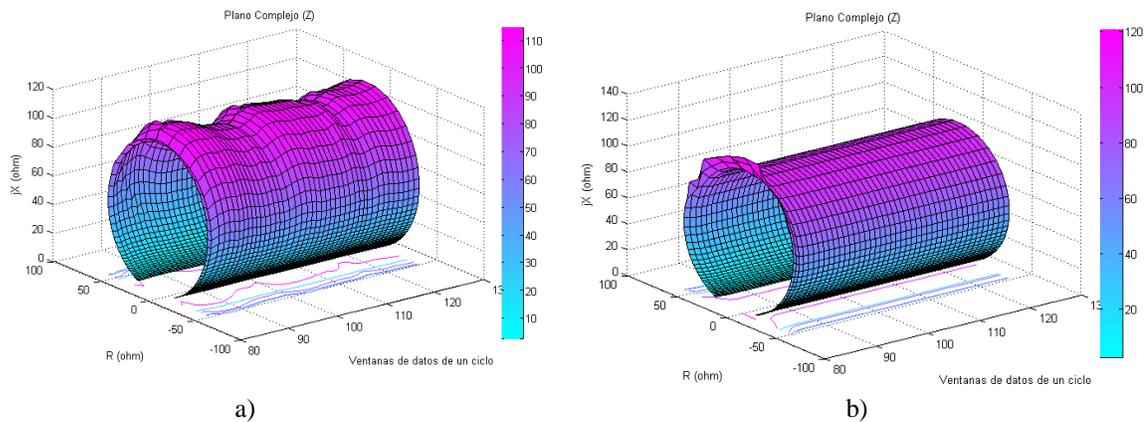


Figura 6.30. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Evento de falla en ATP).
a) Caso MC1. b) Caso MC2.

En el caso PC1 y PC2, el error en alcance es de 3.45% y 0.25% respectivamente, la diferencia en el error del caso PC1 y PC2 es debido de igual manera a el promedio que se esta utilizando de las magnitudes de Prony y Coseno estimadas.

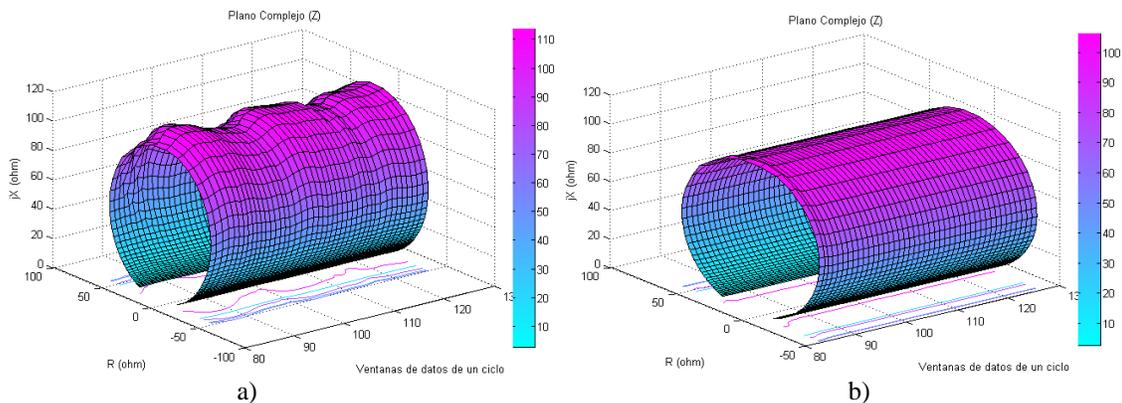


Figura 6.31. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Evento de falla en ATP).
a) Caso PC1. b) Caso PC2.

En la Figura 6.30 y 6.31 se aprecia como se reduce el error en alcance del relevador utilizando los filtros propuestos MC1, MC2, PC1 y PC2, donde en comparación con el filtro Coseno el error es reducido considerablemente, permitiendo una operación confiable del relevador de distancia ante una condición de falla donde existan componentes frecuenciales de tipo interarmónico/subarmónico.

6.4 EVENTOS DE FALLA REALES

En esta sección se evalúan los eventos de falla reales I y II presentados en el capítulo 3 utilizando las señales de tensión y corriente reconstruidas en el tiempo (ver Apéndice C). Los filtros híbridos propuestos serán evaluados en alcance y tiempo de operación. En esta sección se presentan los resultados de la compensación del error en alcance en la característica de operación tipo Mho del relevador de distancia y el tiempo de operación para los eventos de falla reales utilizando los casos MC1, MC2, PC1 y PC2.

A. Compensación del error en alcance (Evento de falla real I)

En la Figura 6.32 y 6.33 se presentan las características de operación durante el período de falla utilizando los fasores compensados utilizando los casos MC1, MC2, PC1 y PC2. Al comparar las características compensadas de la Figura 6.32 y 6.33 con la Figura 3.31 b) se aprecia como se reduce el error en la característica considerablemente.

El error en alcance en falla de la Figura 3.31 b) es de 5.8% y los errores en alcance utilizando los filtros digitales propuestos para el caso MC1 es de 1.2% y para MC2 es de 0.1%. Para los casos PC1 y PC2 el error es de 1.1% y 0.09%, en la Tabla 6.12 se presentan los tiempos de operación. Los resultados obtenidos confirman que el uso de los filtros digitales propuestos presenta una reducción del error en alcance del relevador y por consiguiente en el tiempo de operación.

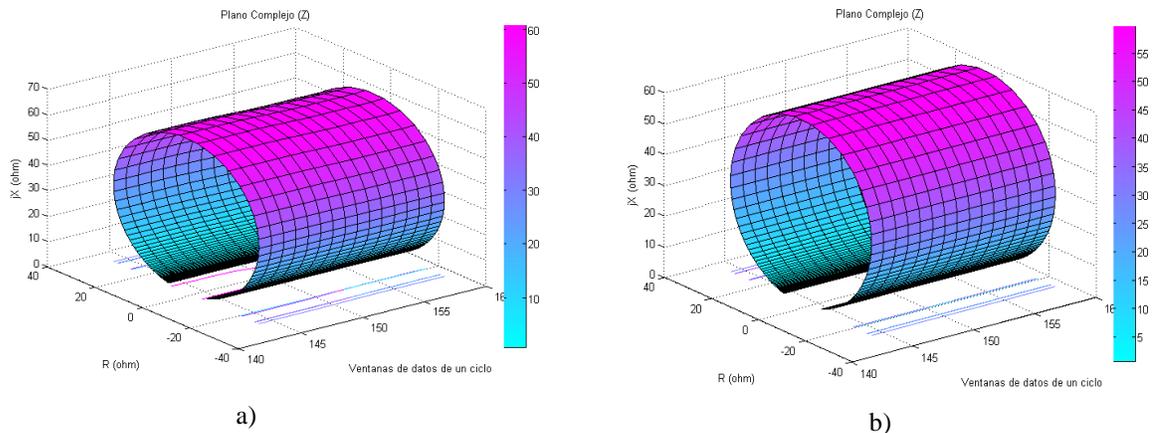


Figura 6.32. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Evento de falla real I). a) Caso MC1. b) Caso MC2.

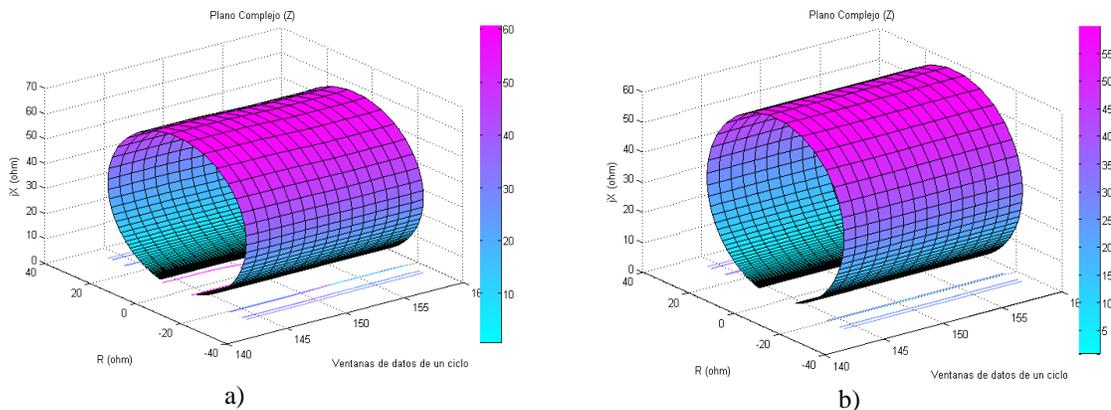


Figura 6.33. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Evento de falla real I). a) Caso PC1. b) Caso PC2.

Tabla 6.12. Tiempo de detección de la falla del relevador de distancia ubicado en el evento de falla real I. (MC1, MC2, PC1 y PC2).

Método de estimación	Top (ciclos)
Coseno	No dispara
MC1	1.3
MC2	1.3
PC1	0.92
PC2	0.92

B. Compensación del error en alcance (Evento de falla real II)

En la Figura 6.34 y 6.35 se presentan las características de operación durante el período de falla utilizando los fasores compensados utilizando los casos MC1, MC2, PC1 y PC2. Al comparar las características compensadas de la Figura 6.34 y 6.35 con la Figura 3.34 b) se aprecia como se reduce el error en la característica considerablemente.

El error en alcance en falla de la Figura 3.34 b) es de 16.17% y los errores en alcance utilizando los filtros digitales propuestos para el caso MC1 es de 0.25% y para MC2 es de 0.15%. Para los casos PC1 y PC2 el error es de 1.033% y 0.66%, en la Tabla 6.13 se presentan los tiempos de operación. Los resultados obtenidos confirman que el uso de los filtros digitales propuestos presenta una reducción del error en alcance del relevador y por consiguiente en el tiempo de operación.

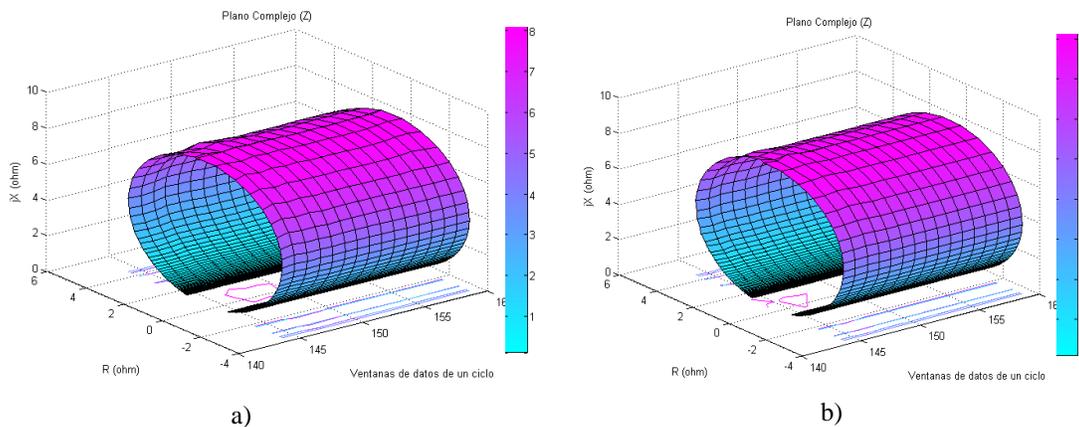


Figura 6.34. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Evento de falla real II).
a) Caso MC1. b) Caso MC2.

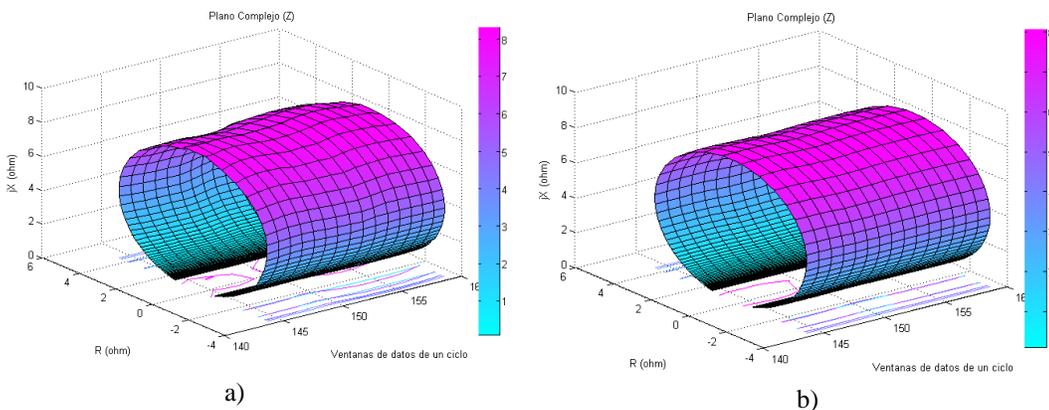


Figura 6.35. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Evento de falla real II).
a) Caso PC1. b) Caso PC2.

Tabla 6.13. Tiempo de detección de la falla del relevador de distancia ubicado en el evento de falla real II. (MC1, MC2, PC1 y PC2).

Método de estimación	Top (ciclos)
Coseno	2.5
MC1	1.25
MC2	1.25
PC1	0.87
PC2	0.87

Tabla 6.14
Porcentajes de error de eventos de falla simulados.

Evento	% Error de alcance (filtro coseno)	% Error de alcance compensado (filtros propuestos)				% Error en tiempo de operación (filtro coseno)	% Error en tiempo de operación compensado (filtros propuestos)			
		MC1	MC2	PC1	PC2		MC1	MC2	PC1	PC2
Simulado	15.05	1.91	0.76	2.54	0.86	210*	117*	117*	93*	75*
Simulado Eólica	5.7	0.25	0.025	0.20	0.02	No opera	87*	87*	25 ⁺	25 ⁺
Simulado STATCOM	3	0.21	0.03	0.19	0.035	150*	40*	35*	20 ⁺	64 ⁺
Simulado UPFC	2.19	0.02	0.01	0.02	0.01	170*	162*	162*	68.7*	62.5*
Simulado Comp. Serie	15.8	0.28	0.005	0.25	0.09	180*	56*	52*	43*	43*
Sistema Comp. Serie en ATP	20.57	2.08	0.22	3.45	0.25	No opera	113*	113*	69*	63*

Tabla 6.15
Porcentajes de error de eventos de falla reales.

Evento	% Error de alcance (filtro coseno)	% Error de alcance compensado (filtros propuestos)				% Error en tiempo de operación (filtro coseno)	% Error en tiempo de operación compensado (filtros propuestos)			
		MC1	MC2	PC1	PC2		MC1	MC2	PC1	PC2
Real I	5.8	1.2	0.1	1.1	0.09	No opera	30*	30*	8 ⁺	8 ⁺
Real II	16.17	0.25	0.15	1.03	0.66	150*	25*	25*	13 ⁺	13 ⁺

Nota:

* Los porcentajes de error fueron obtenidos considerando un ciclo como base de tiempo de operación, donde los tiempos de operación en ciclos para cada caso evaluado que presentan valores mayores a un ciclo son porcentajes de error que causan un retardo de tiempo en la operación del relevador de distancia.

⁺ Los tiempos de operación en ciclos para cada caso evaluado que presentan valores menores a un ciclo son porcentajes de error que indican una mejora en el tiempo de operación ya que establecen la detección de la falla en menos de un ciclo.

6.5 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

El propósito de este trabajo de investigación es el de reducir el error en el estimado durante el primer período de falla, de los casos evaluados en este capítulo MC1, MC2, PC1 y PC2 se obtienen buenos resultados en el estimado durante el período de falla reduciendo considerablemente el error en el estimado y por consiguiente el error en alcance del relevador. Los métodos propuestos presentan buenos estimados en el período de falla y sus tiempos de estimación considerando ventanas de datos de 1 ciclo son aceptables para su implementación como algoritmos de relevadores de protección, los tiempos de estimación para PC1 es de 1.03 ciclos y para MC1 es de 0.33 ciclos.

El error en el estimado de la impedancia aparente es también apreciable en la característica de operación, ya que la característica de operación es formada utilizando el modelo del relevador de distancia y los fasores estimados de componente fundamental, por lo que si en los fasores estimados esta presente el error debido a las componentes frecuenciales que no son posibles eliminar con los filtros digitales convencionales, el error en el estimado estará presente tanto en las señales de comparación, en la trayectoria de impedancia aparente y en la característica de operación del relevador presentando un error en alcance.

En la Tabla 6.14 y 6.15 se presenta un resumen de los porcentajes de error en alcance y los tiempos de operación para los eventos simulados y reales, donde se aprecia una reducción en el error tanto en alcance como en el tiempo de operación en comparación con el filtro Coseno para cada uno de los casos evaluados. En relevadores digitales el tiempo de detección de la falla es de aproximadamente 2-4 ciclos, por lo que el porcentaje de error en el tiempo de operación es evaluado ante el primer ciclo del período de falla, por lo que los resultados del porcentaje de error en el tiempo de operación en la Tabla 6.14 y 6.15 representan un buen resultado además de compensar el error en la medición de la impedancia aparente medida durante el período de falla y prevenir una mala operación del relevador. Los casos MC2 y PC2 son los que presentaron mejores resultados reduciendo considerablemente el error, ya que los errores en alcance obtenidos son muy pequeños.

Como aportación adicional de acuerdo al análisis presentado de los casos MC1 y PC1 es posible reducir el error durante el estado transitorio en comparación con MC2 y PC2, ya que se está utilizando el promedio de las magnitudes de MC y Prony en conjunto con Coseno de la componente fundamental estimada para compensar el error en el estimado del ángulo de fase de las señales de comparación y por consiguiente el estimado de la impedancia aparente.

Capítulo 7

Conclusiones y Recomendaciones

7.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presentan los aspectos más importantes de este trabajo de investigación, las aportaciones del mismo y se mencionan algunas recomendaciones para trabajos futuros relacionados con los filtros híbridos desarrollados.

Al continuar utilizando los relevadores con filtros digitales convencionales para la protección de líneas de transmisión que cuenten con los equipos como centrales eólicas, FACTS, compensadores serie, ó donde la línea de transmisión presente determinadas características como una sección de línea aérea y otra sección de línea subterránea, esto ocasionará problemas de detección de la falla, como sobrealcance/subalcance ó simplemente el relevador no detectará la condición de falla como en el caso del sistema de prueba en ATP, el cual el filtro PC1 detecta correctamente la falla y el filtro Coseno no detecta la condición de falla y por lo tanto esto equivale a no enviar ninguna señal de disparo al interruptor de potencia.

Los métodos propuestos pueden ser utilizados como una alternativa para la compensación del error presente en el estimado de la impedancia aparente durante el período de falla debido a componentes frecuenciales de tipo interarmónicos y subarmónicos que afectan el estimado de los fasores de componente fundamental al utilizar el filtro Coseno ó el filtro Fourier.

Se evaluó el impacto de componentes frecuenciales generadas por centrales eólicas, FACTS y el compensador serie en el desempeño de la operación del relevador de distancia y se propuso una solución a la problemática descrita para la compensación del error en el estimado de la impedancia aparente.

7.2 CONCLUSIONES GENERALES

- El algoritmo desarrollado del relevador de distancia, permite realizar la evaluación del impacto de dispositivos de nueva generación en el desempeño del mismo, así como realizar la evaluación del error y compensación del mismo en la medición de impedancia aparente por efecto de componentes frecuenciales de tipo interarmónico/subarmónico.
- Se presentaron los modelos de centrales eólicas (DFIG), dispositivos FACTS (UPFC y STATCOM) y compensador serie para el análisis del desempeño de la protección de distancia donde se realizó la evaluación del desempeño de la operación del relevador de distancia ante la respuesta de estos dispositivos ante una condición de falla, también se evaluaron eventos de falla reales para la caracterización del error. Los resultados obtenidos indican que se presenta un error en la impedancia aparente medida por el relevador, presentando un error por alcance a otras zonas de protección.
- Las diferentes arquitecturas de los filtros digitales propuestos para el relevador de distancia permiten que el relevador sea tolerante al error en la impedancia aparente medida debido a la inclusión de dispositivos de nueva generación en el sistema de potencia.
- Al incluir dispositivos de nueva generación en el sistema de potencia se tienen problemas en el área de protecciones como se evaluó en el presente trabajo de tesis, donde el impacto de dispositivos de nueva generación en la operación del relevador de distancia se presenta como una variación en la impedancia medida durante el período de falla debido a componentes frecuencias de tipo interarmónico/subarmónico, y por lo tanto se presenta un error por alcance en el relevador como se presenta en la evaluación del capítulo 2.
- Se realizó la evaluación de los filtros digitales propuestos utilizando señales simuladas y señales obtenidas de un sistema de prueba en ATP® para corroborar los resultados obtenidos en simulación en el capítulo 4, donde se realizó la evaluación de la calidad del estimado utilizando señales simuladas de V-I de los filtros digitales propuestos. Los resultados obtenidos indican que al estar en

operación dispositivos de nueva generación como el compensador serie se presenta un error por alcance del relevador de distancia debido a componentes frecuenciales de tipo interarmónico y subarmónico presentes en las señales eléctricas de entrada al relevador, esto ocurre cuando se utilizan los filtros digitales convencionales como el filtro Fourier y Coseno. Al utilizar los filtros digitales propuestos el error ocasionado por los filtros digitales convencionales es compensado.

7.3 APORTACIONES DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

- Se desarrolló el algoritmo del relevador de distancia para la evaluación de registro de eventos de falla reales.
- Se caracterizó el error debido al impacto de dispositivos de nueva generación el desempeño del relevador de distancia.
- Se propuso un modelo de la central eólica (DFIG) para el análisis de operación de relevadores de distancia.
- Se presentaron las diferentes arquitecturas de los filtros digitales propuestos para la compensación del error en la impedancia aparente medida debido a componentes frecuenciales generadas por dispositivos de nueva generación.
- Los resultados de las pruebas realizadas en el capítulo 5, demostraron que los filtros digitales propuestos compensan el error en la medición de la impedancia aparente ante la inclusión de dispositivos de nueva generación en el sistema eléctrico de potencia.

7.4 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

- Implementar el algoritmo del relevador de distancia utilizando los filtros digitales propuestos en una plataforma grafica (Labview[®]) como herramienta para la evaluación de eventos de falla real.
- Implementar los filtros digitales propuestos del relevador de distancia en hardware y realizar pruebas en tiempo real.

- Evaluar los filtros digitales propuestos en otros esquemas de protección, como la protección diferencial y el relevador de sobrecorriente.

REFERENCIAS

- [1] Sigfried Heier, *Grid integration of wind energy conversion systems*, Wiley, 2006.
- [2] A.K. Pradhan, Joós, “Adaptive distance relay setting for lines connecting wind farms”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 22, No.1, March 2007, Pages: 206-213.
- [3] A. Perdana, O. Carlson, “Dynamic response of grid- connected wind turbine with doubly fed induction generator during disturbances”, *Nordic workshop on power and industrial electronics*, TRONDHEIM-2004, Pages: 1-7.
- [4] Nattapong Chayawatto, Egon Ortojo Johann, “Dynamic behavior of a doubly fed induction machine with generator side converter under abnormal condition”, *National Science and Technology Development Agency (NSTDA), Thailand*.
- [5] Alireza, Saeed, *Transient response of doubly fed induction generator under voltage sag using an accurate model*, University of Tehran, Iran.
- [6] Richard Gagnon, Gilbert Sybille, “Modelling and real-time simulation of a DFIG driven by a wind turbine”, *IPST 2005*, IPST05-162.
- [7] Joris Soens, Karel de Brabandere, “Doubly Fed induction machine: operating regions and dynamic simulation”, *EPE 2003-Toulouse*, Page: 1-10.
- [8] B. Chitti, K.B. Mohanty, “Wind turbine driven DFIG with grid disconnection”, *Department of Electrical Engineering, National Institute of Technology Rourkela (India)*.
- [9] L. A. Trujillo G, "Compensación del error de impedancia aparente en un relevador de distancia por la presencia de dispositivos FACTS", Tesis de Maestría, Programa Doctoral en Ingeniería Eléctrica, FIME, UANL, 2008.
- [10] Florin Iov, Anca Daniela Hansen, Poul Sorensen, Nicolas Antonio C. "Mapping of grid faults and grid codes", *Riso National Laboratory, Technical University of Denmark, Roskilde Denmark*, July 2007.
- [11] J.B. Roberts, A. Guzman, E.O. Schweitzer, III, “ $Z=V/I$ does not make a distance relay”, *SIPSEP-93-17*, Nov 1993 Page(s): 158-164.
- [12] A. R. Van C. Warrington, *Protective Relays their theory and practice*, volume two, Chapman and Hall London, England
- [13] V Cook, *Analysis of Distance Protection*, RSP Wales, England.
- [14] Proakis, John G. & Manolakis, D.G. *Tratamiento digital de señales*. Madrid. Prentice hall. 1998.
- [15] E.O. Schweitzer, III Schweitzer Eng. Lab., Inc., Pullman, WA, USA , D. Hou, "Filtering for protective relays" WESCANEX 93. 'Communications, Computers and Power in the Modern Environment.' Conference Proceedings, IEEE, Pages: 15 – 23, May 1993.
- [16] Héctor J. Altuve F, Ismael Díaz, Ernesto Vázquez, “Evaluación del filtros digitales fourier, seno y coseno para protección de distancia”, *Tópicos Selectos de Protección Digital de Sistemas Eléctricos de Potencia*, Universidad Autónoma de Nuevo León, México.

- [17] Thomas Ackerman, *Wind Power in Power Systems*, Wiley, 2005.
- [18] Lennart Ljung, *Modeling of dynamic systems*, Prentice Hall, 1994.
- [19] Slavomir Seman, Jouko Niiranen, “Ride through analysis of doubly fed induction wind power generator under unsymmetrical network disturbances”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, No.4, November 2006, Pages: 1782-1789.
- [20] E. Muljadi, S. Pasupulati, A. Ellis, D. Kosterev, “Method of Equivalencing for a Large Wind Power Plant with Multiple Turbine Representation”, presented at the IEEE Power Engineering Society, General Meeting, Pittsburgh, PA, July 20-24, 2008.
- [21] E. Muljadi, C. P. Butterfield, A. Ellis, J. Mechenbier, J. Hochheimer, R. Young, N. Miller, R. Delmerico, R. Zavadil, and J. C. Smith, “Equivalencing the collector system of a large wind power plant,” in Proc. 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting.
- [22] Ruben Tapia Olvera, “Un criterio óptimo para coordinar estabilizadores enfocado mediante una técnica global heurística”, Tesis de Maestría en Ciencias, CINVESTAV Unidad Guadalajara, Agosto 2002.
- [23] B. Chitti, K.B. Mohanty, “Wind turbine driven DFIG with grid disconnection”, *Department of Electrical Engineering, National Institute of Technology Rourkela (India)*.
- [24] Abraham Valenzuela Valenzuela, “Análisis de estado estacionario y dinámico en SEP al incluir un dispositivo UPFC”, Tesis de Maestría en Ciencias, CINVESTAV Unidad Guadalajara, Noviembre 2000.
- [25] Madzarevic, V, Tseng, F.K, Woo, D.H, Niebuhr, W.D, Rocamora, R.G, “Overvoltages on EHV transmission lines due to faults and subsequent bypassing of series capacitors”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 96, No. 6, November 1977, Pages: 1847-1855.
- [26] Héctor J. Altuve, Joseph B. Mooney George E. Alexander, “Advances in Series-Compensated Line Protection”, *Technical Report SEL*, 2008, Pages: 1-13.
- [27] Bogdan Kasztenny, “Distance protection of series compensated lines problems and solutions”, *GE Power Management*, Markham, Ontario, Canada L6E 1B3, Spokane, October 2001.
- [28] Testa, A, “Interharmonics: Theory and modeling”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 22, No.4, October 2007, Pages: 2335-2348.
- [29] Arun G. Phadke, *Computer Relaying for Power Systems*, Research Studies Press LTD, 1988.
- [30] Héctor J. Altuve F, Daniel Posada S, Ismael Díaz, Ernesto Vázquez, Oscar L. Chacón, “Evaluación del filtro digital de mínimos cuadrados para su aplicación en protección de distancia”, *Tópicos Selectos de Protección Digital de Sistemas Eléctricos de Potencia*, Universidad Autónoma de Nuevo León, México.
- [31] J. F. Hauer, C.J. Demeure, L.L. Scharf, “Initial results in prony analysis of power system response signals”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 5, No.1, February 1990, Pages: 80-89.
- [32] Li Qi, Lewei Qian, Stephen Woodruff, David Cartes, “Prony Analysis for Power System Transients”, *EURASIP Journal on Advances in Signal Processing*, Vol. 2007, No.1, 2007, Pages: 1-12.
- [33] T. Lobos, J. Rezmer, P. Schegner, “Parameter Estimation of Distorted Signals”, *IEEE Bologna, Power Tech Conference Proceedings*, Vol. 4, No.1, June 2004, Pages: 1-5.

- [34] Amir A. A. Eisa, K. Ramar, "Removal of Decaying DC Offset in Current Signals for Power System Phasor Estimation", Multimedia University, Malaysia.
- [35] Amir A. A. Eisa, K. Ramar, "Removal of Decaying DC Offset in Current Signals for Power System Phasor Estimation", Multimedia University, Malaysia.
- [36] Rui Melício, Victor M.F. Mendes, "Simulación de Convertidores de Potencia en Sistemas Eólicos", Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, *Información Tecnológica*, Vol. 18(4), 25-34, 2007.
- [37] Zbigniew Leonowicz, "Parametric methods for time–frequency analysis of electric signals", Politechnika Wroclawska, Wroclaw University of Technology, Poland, 2006.
- [38] Michel Meunier, Françoise Brouaye, "Fourier transform, Wavelets, Prony Analysis: Tools for Harmonics and Quality of Power", *8th International Conference on Harmonics and Quality of Power ICHQP '98*, Vol. 1, No.1, Pages: 71-76, October 1998.
- [39] N. G. Hingorani, L. Gyugyi, *Understanding FACTS Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*, IEEE Press.
- [40] R.V. Jackson, G.W. Swift, "An Efficient Zero-Loss Technique for Data Compression of Long Fault Records", *Fault and disturbance analysis conference 96*, Pages:1-7, November 1996.

APENDICE A

Consideraciones de modelado de una central eólica (Esquema doblemente alimentado)

En el capítulo 3 se presentó el modelo propuesto de una central eólica para el análisis de sistemas de protección y se presentaron las consideraciones para la simplificación del mismo. La reducción del modelo es necesario para el análisis de sistemas de protección, ya que ciertos elementos de control de cada turbina de la central presentan tiempos de respuesta que, durante una condición de falla externa en la red, no representan impacto alguno en el relevador de distancia.

A.1 Modelo de la velocidad del viento

Debido a que la velocidad del viento varía considerablemente y tiene un comportamiento estocástico, el viento debe ser modelado como un proceso estocástico, pero para el análisis del sistema eléctrico de potencia, el viento puede ser modelado como una suma de componentes armónicas, donde las frecuencias oscilan entre 0.1 y 10Hz.

$$v(t) = V_o \left(1 + \sum_k A_k \text{sen}(\omega_k t) \right) + v_g(t) \quad (\text{A.1})$$

V_o es el valor medio de la velocidad lineal del viento.

A_k es la amplitud del k-ésimo armónico.

ω_k es la frecuencia del k-ésimo armónico.

$v_g(t)$ es la función que representa las ráfagas del viento.

El valor medio de la velocidad del viento (V_o) a carga parcial, se considera el valor de la pendiente máxima de la curva característica de potencia $P=f(v)$, comúnmente $V_o=9m/s$. Las ráfagas de viento son modeladas por la siguiente función:

$$v_g(t) = \frac{2V_{g\max}}{1 + e^{-4(\sin(\omega_g t) - 1)}} \quad (\text{A.2})$$

$V_{g\max}$ es la amplitud de la ráfaga.

ω_g es la frecuencia de la ráfaga ($\omega_g = 2\pi/T_g$).

T_g es el período de la ráfaga.

La amplitud de las ráfagas varía hasta 10 m/s y el período de tiempo de la ráfaga oscila entre $T_g=10-50$ seg. El modelo de velocidad del viento para el análisis de sistemas de protección se considera constante en el instante en que ocurre una falla externa en la red, ya que debido a las variaciones en el viento, estas variaciones no repercuten en las demás variables del esquema, ya que para el fin de análisis de sistemas de protección eléctrica, los tiempos de interés en el área de protecciones son de aproximadamente de 2-3 ciclos.

A.2 Modelo de la Turbina

Para el análisis de sistemas de protección, es necesario obtener el valor de potencia mecánica necesaria para mover al generador, ya que a partir de esta potencia calculada se obtiene el set point de potencia activa de generación de la máquina para que el convertidor envíe la corriente necesaria al rotor para establecer la potencia activa de generación óptima.

La potencia extraída del viento se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$P_V = \frac{1}{2} \rho_{aire} \pi \cdot R^2 \cdot V_{viento}^3 \quad (\text{A.3})$$

ρ_{aire} es la densidad del aire 1.225kg/m³.

R es el radio de la turbina.

V_{viento} es la velocidad lineal del viento en m/s.

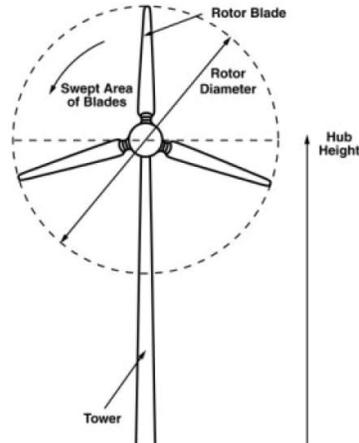


Figura A.1. Área de barrido de una turbina.

A partir de la potencia extraída del viento P_V , como se muestra en la Figura A.1, se obtiene la potencia mecánica necesaria para mover el generador utilizando la siguiente expresión:

$$P_m = C_p \cdot P_V \quad (\text{A.4})$$

P_m es la potencia mecánica.

C_p es el coeficiente de potencia efectiva.

El coeficiente de potencia efectiva se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$C_p = f(\lambda, \beta) \quad (\text{A.5})$$

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \beta - C_4 \beta^{C_5} - C_6 \right) e^{\left(\frac{-C_7}{\lambda_i} \right)} \quad (\text{A.6})$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \left[\left(\frac{1}{\lambda + C_8 \beta} \right) - \left(\frac{C_9}{\beta^3 + 1} \right) \right]$$

El valor de C_p óptimo para turbinas modernas de tres alabes es de 0.46-0.48, de acuerdo a la teoría de Betz el coeficiente de potencia efectiva máximo es de 0.593, esto quiere decir que se puede extraer aproximadamente el 59% de la energía cinética del viento. Las constantes C_1 a C_9 , son obtenidas mediante una aproximación numérica, las cuales se presentan en la Tabla 1.

Donde β es la posición angular de los alabes donde el valor máximo es de 45 grados, λ es la relación de velocidad en la punta del alabe de la turbina, la cual está dada por la siguiente relación:

$$\lambda = \frac{\omega_{rotor} \cdot R}{V_{viento}} \quad (A.7)$$

Donde ω_{rotor} es la velocidad angular de la turbina y R es el radio de la turbina, los valores típicos de λ oscilan entre 8 y 9 (siempre y cuando la punta de los alabes de la turbina gire de 8 a 9 veces más rápido que el viento que fluye a través de la turbina).

En la Figura A.2 se presentan las curvas obtenidas a partir de aproximaciones analíticas utilizando las constantes de la Tabla A.1 para diferentes valores de β .

Tabla A.1. Aproximación de curvas de potencia

	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6	C_7	C_8	C_9
Heier (1998)	0.5	116	0.4	0	--	5	21	0.08	0.035
Vel. Constante	0.44	125	0	0	0	6.94	16.5	0	-0.002
Vel. Variable	0.73	151	0.58	0.002	2.14	13.2	18.4	-0.02	-0.003

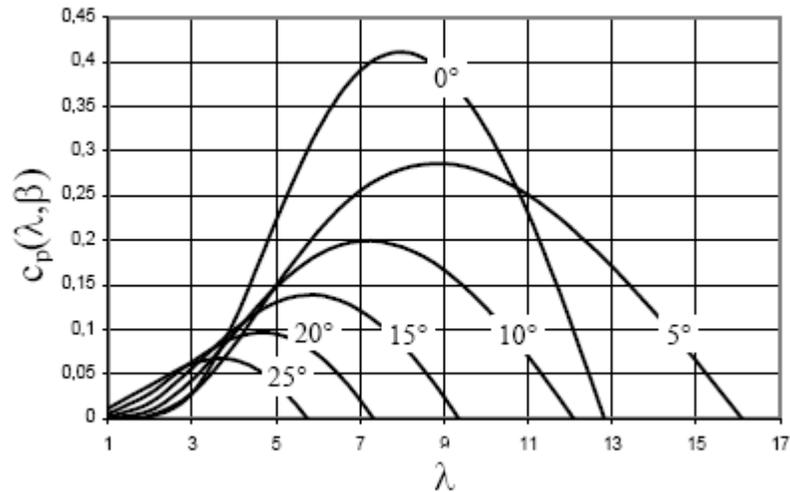


Figura A.2. Aproximación analítica de $C_p(\lambda, \beta)$.

Una vez obtenido el coeficiente de potencia efectivo, se obtiene la potencia mecánica a partir de la ecuación (A.4), una vez obtenida la potencia mecánica, se calcula el par mecánico necesario para mover al generador a partir de la siguiente ecuación:

$$T_m = \frac{P_m}{\omega_{rotor}} \quad (\text{A.8})$$

El modelo de la flecha de la turbina se puede representar por medio de dos masas a partir de la siguiente relación:

$$\begin{aligned} \frac{d\omega_{turbina}}{dt} &= \frac{T_{turbina} - K \cdot \gamma}{2 \cdot H_{turbina}} \\ \frac{d\omega_{gen}}{dt} &= \frac{-T_e + K \cdot \gamma}{2 \cdot H_{gen}} \\ \frac{d\gamma}{dt} &= 2\pi \cdot f (\omega_{turbina} - \omega_{gen}) \end{aligned} \quad (\text{A.9})$$

Donde f es la frecuencia fundamental, T es el torque, γ es el desplazamiento angular entre los dos extremos de la flecha, H es la constante de inercia y K es la constante de dureza del

material de la flecha. Los subíndices *turbina*, *e* y *gen* se refieren a la turbina y al generador en su parte eléctrica y mecánica.

A.4 Modelo del generador de inducción rotor devanado

Se utiliza el modelo de la máquina de inducción de considerando los voltajes de eje directo y cuadratura del rotor, ya que en una máquina de inducción de jaula de ardilla estos voltajes son cero debido a que el rotor se encuentra en corto-circuito. Las ecuaciones en el marco de referencia giratorio DQ0 para estator y rotor son las siguientes:

$$\begin{aligned}
 V_{qs} &= R_s i_{qs} + \frac{d}{dt} \varphi_{qs} + \omega \varphi_{ds} \\
 V_{ds} &= R_s i_{ds} + \frac{d}{dt} \varphi_{ds} - \omega \varphi_{qs} \\
 V'_{qr} &= R'_r i'_{qr} + \frac{d}{dt} \varphi'_{qr} + (\omega - \omega_r) \varphi'_{qr} \\
 V'_{dr} &= R'_r i'_{dr} + \frac{d}{dt} \varphi'_{dr} - (\omega - \omega_r) \varphi'_{dr}
 \end{aligned} \tag{A.10}$$

La ecuación del par electromagnético de la máquina está dada por la siguiente ecuación:

$$T_e = 1.5 p (\varphi_{ds} i_{qs} - \varphi_{qs} i_{ds}) \tag{A.11}$$

Los flujos en eje directo y cuadratura en estator y rotor están dados por la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned}
 \varphi_{qs} &= L_s i_{qs} + L_m i'_{qr} \\
 \varphi_{ds} &= L_s i_{ds} + L_m i'_{dr} \\
 \varphi'_{qr} &= L'_r i'_{qr} + L_m i_{qs} \\
 \varphi'_{dr} &= L'_r i'_{dr} + L_m i_{ds}
 \end{aligned} \tag{A.12}$$

Las inductancias de estator y rotor están dadas por la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned}
 L_s &= L_{ls} + L_m \\
 L'_r &= L'_{lr} + L_m
 \end{aligned} \tag{A.13}$$

Todas las variables están referidas al estator, y en la ecuación (A.10) se desprecian las variaciones en los flujos de estator y rotor, obteniendo así:

$$\begin{aligned}
 V_{qs} &= R_s i_{qs} + \omega \varphi_{ds} \\
 V_{ds} &= R_s i_{ds} - \omega \varphi_{qs} \\
 V'_{qr} &= R'_r i'_{qr} + (\omega - \omega_r) \varphi'_{qr} \\
 V'_{dr} &= R'_r i'_{dr} - (\omega - \omega_r) \varphi'_{dr}
 \end{aligned}
 \tag{A.14}$$

La representación del modelo en DQ0 se utiliza para los sistemas de control de la máquina, como se presenta en las secciones siguientes.

A.5 Modelo del convertidor *Back to Back* (AC/DC - DC/AC)

El modelo detallado del convertidor *back to back* se presenta en [33]. En la Figura A.3 se ilustra el convertidor de un sistema doblemente alimentado, cabe mencionar que las variables que requiere el convertidor para realizar su operación de control de potencia activa y reactiva de generación se muestran en la Figura 2.10 del capítulo 2.

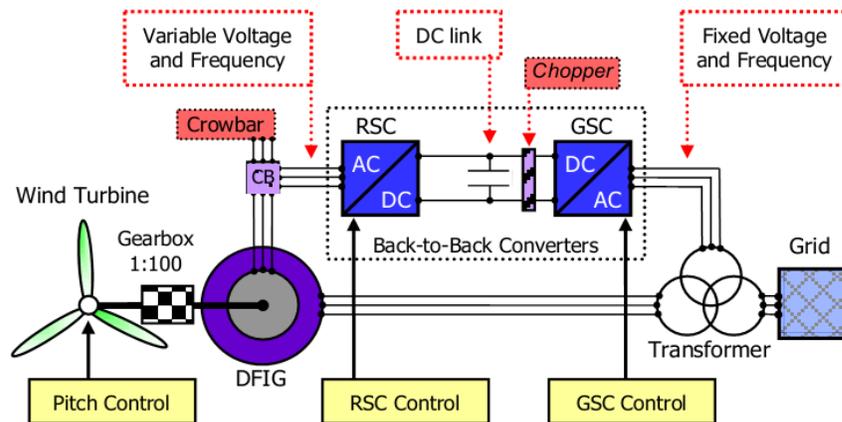


Figura A.3. Esquema doblemente alimentado (DFIG) de una turbina eólica.

Para fines de análisis de operación de relevadores de protección, el interés principal es el de la respuesta del convertidor ante una condición de falla en la red, con el fin de evaluar la

contribución de un sistema de generación eólico de distintas componentes frecuenciales durante el período de falla, por lo que se evaluarán las constantes de tiempo de los diferentes esquemas de control de la Figura 2.10 para descartar los tiempos de respuesta más lentos y los cuales no afectarían a los relevadores durante una condición de falla externa en la red, esto con el propósito de definir un modelo del sistema eólico para el análisis de sistemas de protección.

A.6 Control del alabe de la turbina

El control del alabe de la turbina está activo únicamente cuando se presentan velocidades de viento muy altas. Durante esta condición de operación la potencia generada no puede ser controlada al incrementarse la velocidad de la turbina, ya que si no se tiene un control de la velocidad esto podrá ocasionar que el generador y el convertidor se sobrecarguen pudiendo ocasionar daños en el generador y el convertidor.

Cabe mencionar que el ángulo de posicionamiento no puede cambiar inmediatamente debido al tamaño de los alabes de las turbinas, por lo que la respuesta es relativamente lenta. La máxima razón de cambio del ángulo de posicionamiento es del orden de 3 a 10 grados por segundo, dependiendo del tamaño de la turbina. Como el ángulo de la turbina cambia lentamente el controlador trabaja a una frecuencia de muestreo del orden de 1-3 Hz.

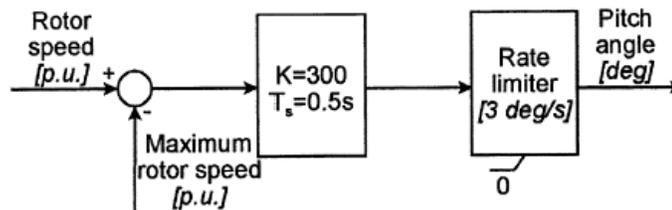


Figura A.4. Controlador del Alabe de la turbina.

A.7 Control de velocidad de la turbina

La operación del control de velocidad se describe a continuación:

- 1) La velocidad actual del rotor es medida a una frecuencia de muestreo de 20 Hz (3 ciclos).
- 2) A partir de este valor de velocidad, el set point para la energía a suministrar es generado utilizando la curva característica potencia-velocidad.
- 3) Tomando en cuenta la velocidad actual del generador, se establece un set point de torque a partir del set point de la potencia activa.
- 4) Se establece un set point de la corriente a partir del set point del torque, a partir de la ecuación:

$$i_{setpoint(qr)} = \frac{(\omega_s (L_s + L_m))}{-L_m \cdot v_{qs}} T_{setpoint(e)} \quad (A.15)$$

En práctica, el set point de corriente es utilizado como entrada para los lazos de control de corriente y tomará cierto tiempo en alcanzar el valor deseado de corriente, donde este tiempo es de aproximadamente 10 Hz(6 ciclos).

A.8 Control de voltaje en terminales

El intercambio de potencia reactiva con la red eléctrica puede ser controlada, conociendo de antemano que la corriente nominal del convertidor es lo suficientemente grande como para hacer circular corriente reactiva, aún y en presencia de corriente activa [11].

El intercambio de potencia reactiva con la red puede ser controlado cambiando la componente en eje directo de la corriente del rotor, i_{dr} .

$$Q_s = -\frac{L_m u_t (i_{dr,magn} + i_{dr,gen})}{L_{s\sigma} + L_m} - \frac{u_t^2}{\omega_s (L_{s\sigma} + L_m)} \quad (\text{A.16})$$

Donde i_{dr} , ha sido separado en la parte de magnetización ($i_{dr,magn}$) y parte de generación de potencia reactiva ($i_{dr,gen}$). La $i_{dr,magn}$ es la corriente necesaria para magnetizar al generador, la cual se representa mediante la ecuación:

$$i_{dr,magn} = -\frac{u_t}{\omega_s L_m} \quad (\text{A.17})$$

El valor total de intercambio de potencia reactiva entre el estator y la red es igual a:

$$Q_s = -\frac{L_m u_t (i_{dr,gen})}{L_{s\sigma} + L_m} \quad (\text{A.18})$$

APENDICE B

Casos de análisis de métodos propuestos utilizando MC y Prony

En el capítulo 5 se presentaron los casos de análisis de los filtros propuestos (MC1, MC2, PC1 y PC2) los cuales presentan los mejores resultados en la reducción del error en el estimado de los fasores de componente fundamental para formar los fasores compensados. Cabe mencionar que se evaluaron 5 arquitecturas para obtener los fasores compensados, los Casos MC3, MC4, MC5, PC3, PC4 y PC5 se presentan a continuación.

B.1. Filtro híbrido MC-Coseno (Caso MC3)

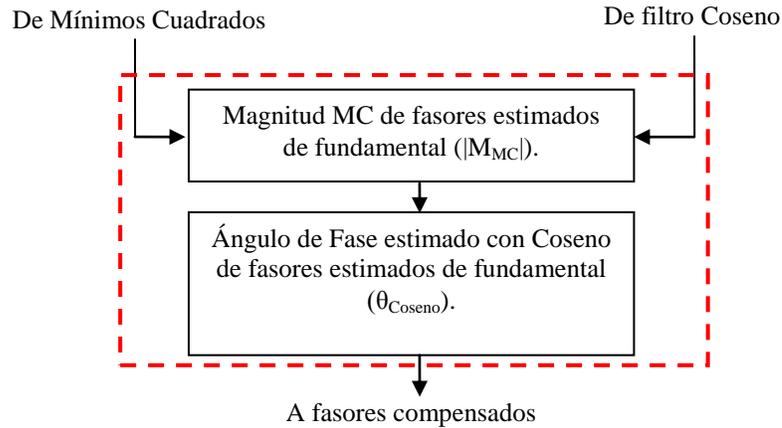


Figura B.1. Diagrama funcional propuesto para el *Caso MC3* del filtro híbrido MC-Coseno.

B.1.1 Formulación (Caso MC3)

La formulación para la compensación del error utilizando los fasores estimados para el *Caso MC3* se presenta a continuación:

$$\begin{aligned} S_1 &= k_1 \angle \alpha_1 \left[V_{MC1} e^{j\theta_{V_{n1}}} \right] + Z_{R1} \angle \theta_1 \left[I_{MC1} e^{j\theta_{I_{n1}}} \right] \\ S_2 &= k_2 \angle \alpha_2 \left[V_{MC1} e^{j\theta_{V_{n1}}} \right] + Z_{R2} \angle \theta_2 \left[I_{MC1} e^{j\theta_{I_{n1}}} \right] \end{aligned} \quad (B.1)$$

donde $n1$ =componente fundamental estimada filtro Coseno y $MC1$ =componente fundamental estimada con MC. Para el análisis del relevador de distancia se evaluará la

característica de operación tipo Mho. El modelo del relevador de distancia para una característica tipo Mho es:

$$\begin{aligned} S_1 &= k_1 \angle \alpha_1 \left[V_{MC1} e^{j\theta_{v_{n1}}} \right] + Z_{R1} \angle \theta_1 \left[I_{MC1} e^{j\theta_{I_{n1}}} \right] \\ S_2 &= k_2 \angle \alpha_2 \left[V_{MC1} e^{j\theta_{v_{n1}}} \right] \end{aligned} \quad (B.2)$$

donde $Z_{R2} \angle \theta_2 = 0$ en (B.1) para una característica de operación tipo Mho, por lo que el modelo del relevador para esta característica esta dado por (B.2).

B.1.1 Evaluación (Caso MC3)

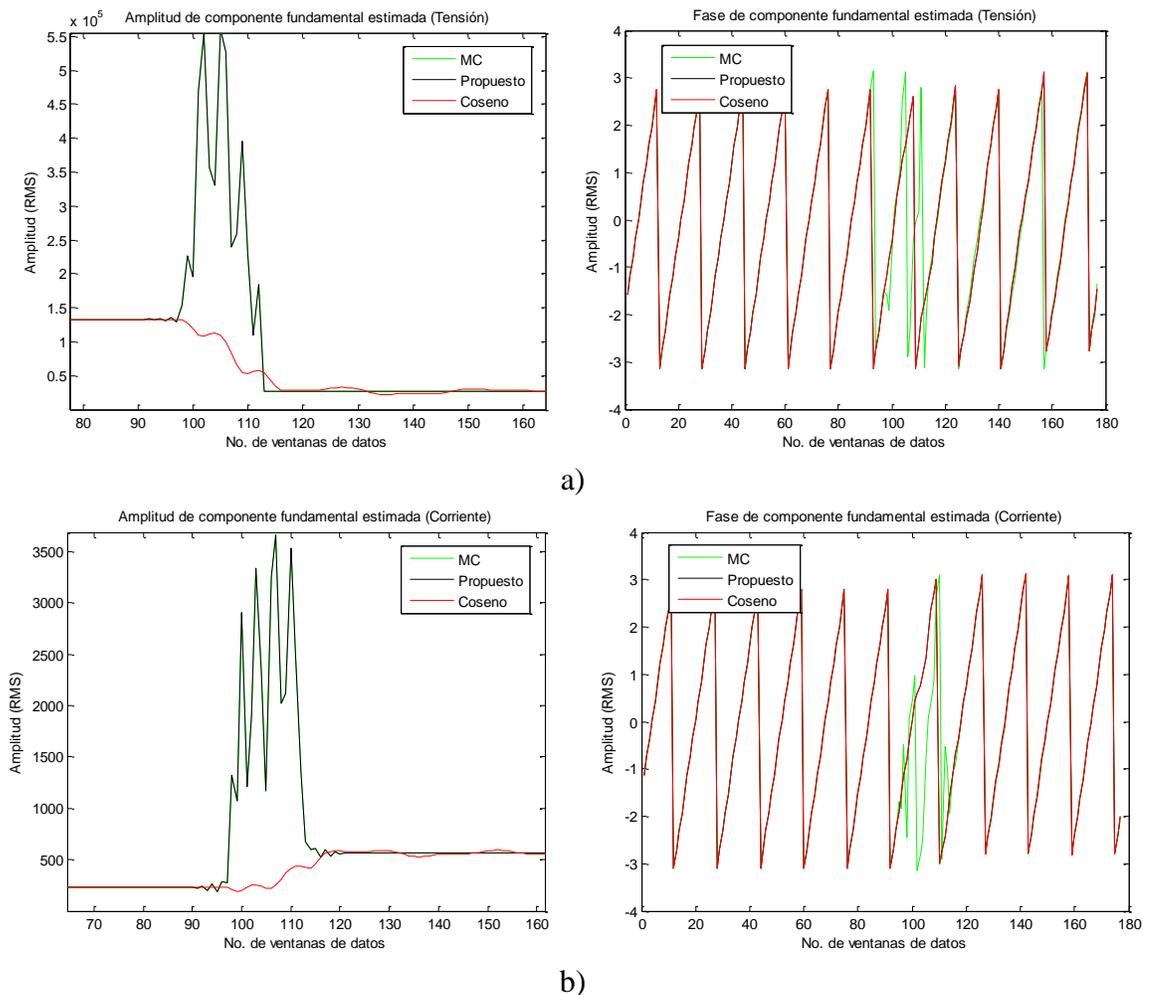
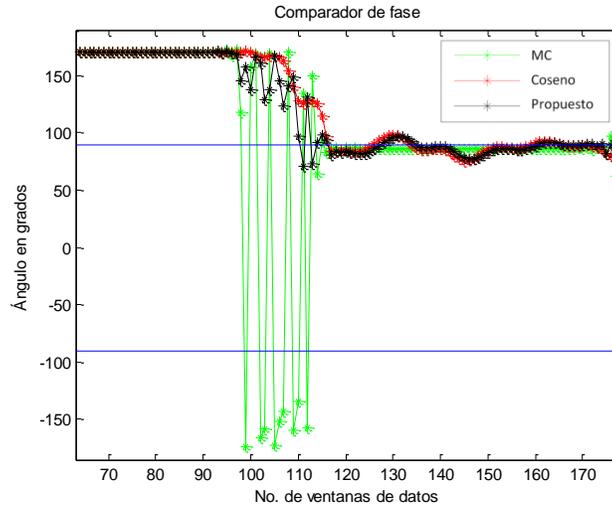
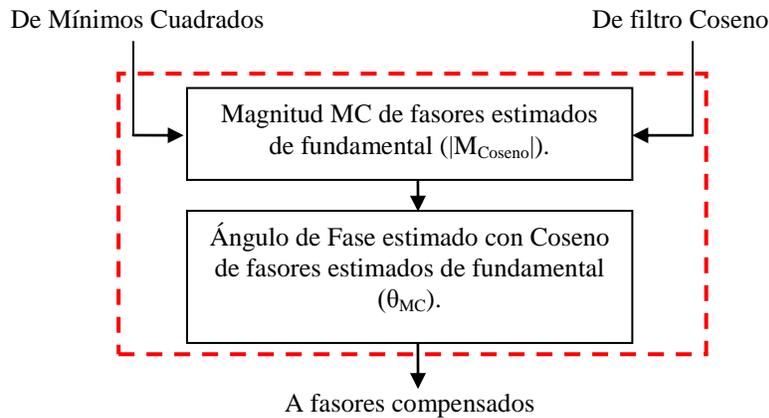


Figura B.2. Amplitud y ángulo de fase estimados de la componente fundamental de las señales de prueba (Caso MC3). a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.

Figura B.3. Plano de comparación de fase *Caso MC3*.

B.2. Filtro híbrido MC-Coseno (MC4)

Figura B.4. Diagrama funcional propuesto para el *Caso MC4* del filtro híbrido MC-Coseno.

B.2.1 Formulación (Caso MC4)

La formulación para la compensación del error utilizando los fasores estimados para el *Caso MC4* se presenta a continuación:

$$\begin{aligned}
 S_1 &= k_1 \angle \alpha_1 \left[V_{n1} e^{j\theta_{V_{MC1}}} \right] + Z_{R1} \angle \theta_1 \left[I_{n1} e^{j\theta_{I_{MC1}}} \right] \\
 S_2 &= k_2 \angle \alpha_2 \left[V_{n1} e^{j\theta_{V_{MC1}}} \right] + Z_{R2} \angle \theta_2 \left[I_{n1} e^{j\theta_{I_{MC1}}} \right]
 \end{aligned} \tag{B.3}$$

donde $n1$ =componente fundamental estimada filtro Coseno y $MC1$ =componente fundamental estimada con MC. Para el análisis del relevador de distancia se evaluará la característica de operación tipo Mho. El modelo del relevador de distancia para una característica tipo Mho es:

$$\begin{aligned} S_1 &= k_1 \angle \alpha_1 \left[V_{n1} e^{j\theta_{V_{MC1}}} \right] + Z_{R1} \angle \theta_1 \left[I_{n1} e^{j\theta_{I_{MC1}}} \right] \\ S_2 &= k_2 \angle \alpha_2 \left[V_{n1} e^{j\theta_{V_{MC1}}} \right] \end{aligned} \quad (B.4)$$

donde $Z_{R2} \angle \theta_2 = 0$ en (B.3) para una característica de operación tipo Mho, por lo que el modelo del relevador para esta característica esta dado por (B.4).

B.2.2 Evaluación (Caso MC4)

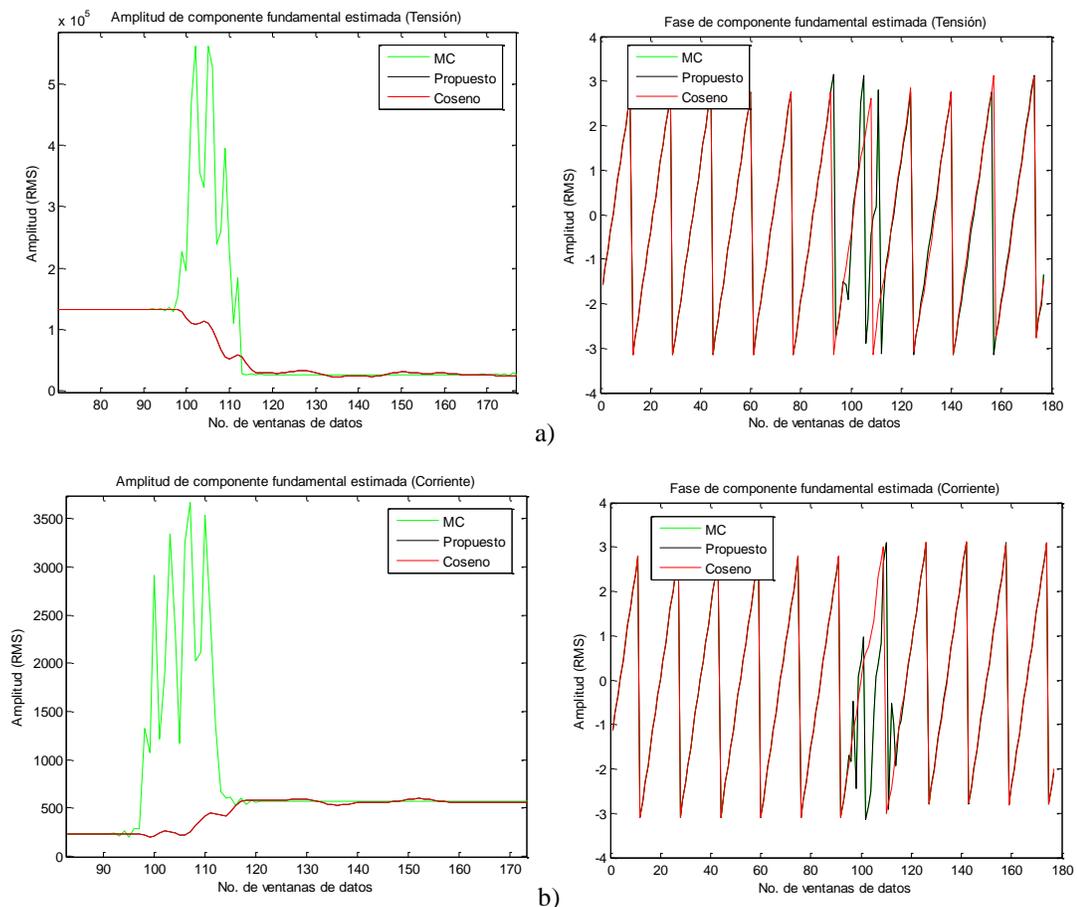


Figura B.5. Amplitud y ángulo de fase estimados de la componente fundamental de las señales de prueba. (Caso MC4). a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.

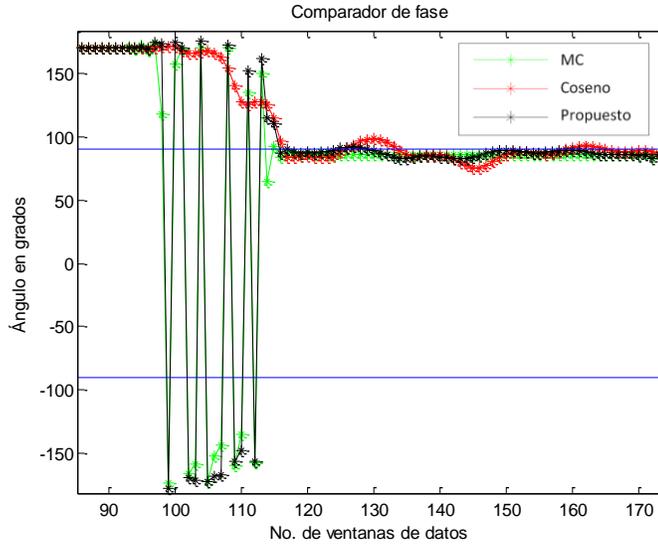


Figura B.6. Plano de comparación de fase *Caso MC4*.

B.3. Filtro híbrido MC-Coseno (Caso MC5)

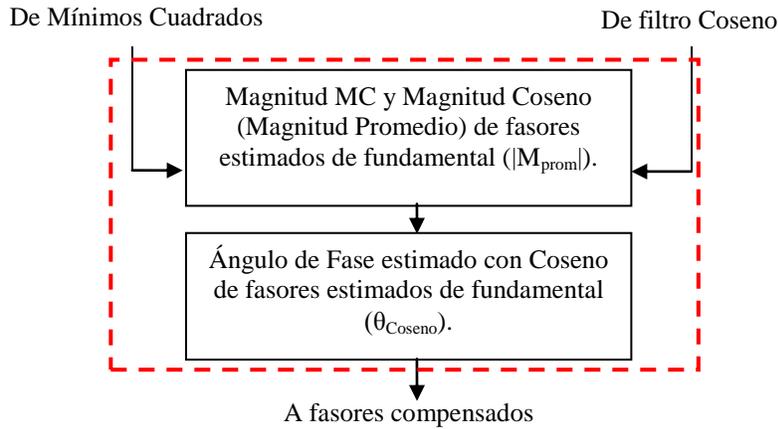


Figura B.7. Diagrama funcional propuesto para el *Caso MC5* del filtro híbrido MC-Coseno.

B.3.1 Formulación (Caso MC5)

La formulación para la compensación del error utilizando los fasores estimados para el *Caso MC5* se presenta a continuación:

$$\begin{aligned}
 S_1 &= k_1 \angle \alpha_1 \left[\left(\frac{(V_{n1} + V_{MC1})}{2} \right) e^{j\theta_{V_{n1}}} \right] + Z_{R1} \angle \theta_1 \left[\left(\frac{(I_{n1} + I_{MC1})}{2} \right) e^{j\theta_{I_{n1}}} \right] \\
 S_2 &= k_2 \angle \alpha_2 \left[\left(\frac{(V_{n1} + V_{MC1})}{2} \right) e^{j\theta_{V_{n1}}} \right] + Z_{R2} \angle \theta_2 \left[\left(\frac{(I_{n1} + I_{MC1})}{2} \right) e^{j\theta_{I_{n1}}} \right]
 \end{aligned} \tag{B.5}$$

donde $n1$ =componente fundamental estimado filtro Coseno y $MC1$ =componente fundamental estimado con MC. Para el análisis del relevador de distancia se evaluará la característica de operación tipo Mho. El modelo del relevador de distancia para una característica tipo Mho es:

$$S_1 = k_1 \angle \alpha_1 \left[\left(\frac{V_{n1} + V_{MC1}}{2} \right) e^{j\theta_{V_{n1}}} \right] + Z_{R1} \angle \theta_1 \left[\left(\frac{I_{n1} + I_{MC1}}{2} \right) e^{j\theta_{I_{n1}}} \right]$$

$$S_2 = k_2 \angle \alpha_2 \left[\left(\frac{V_{n1} + V_{MC1}}{2} \right) e^{j\theta_{V_{n1}}} \right]$$
(B.6)

donde $Z_{R2} \angle \theta_2 = 0$ en (B.5) para una característica de operación tipo Mho, por lo que el modelo del relevador para esta característica esta dado por (B.6).

B.3.2 Evaluación (Caso MC5)

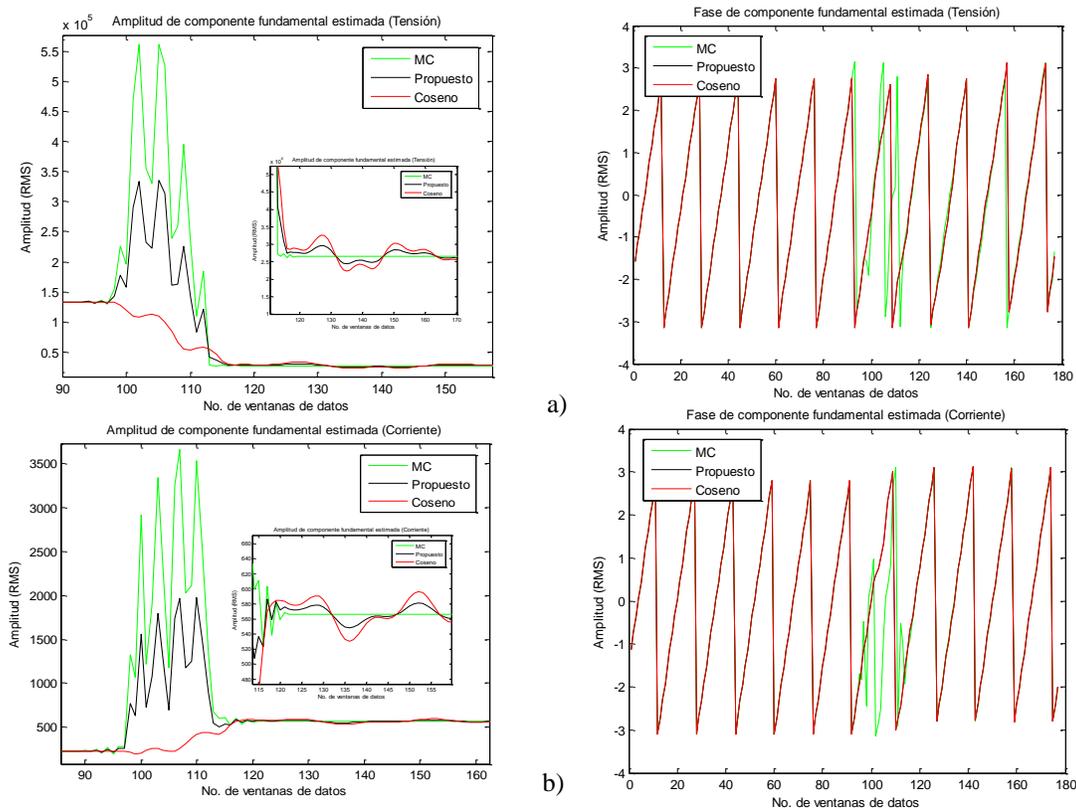


Figura B.8. Amplitud y ángulo de fase estimados de la componente fundamental de las señales de prueba. (Caso MC5). a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.

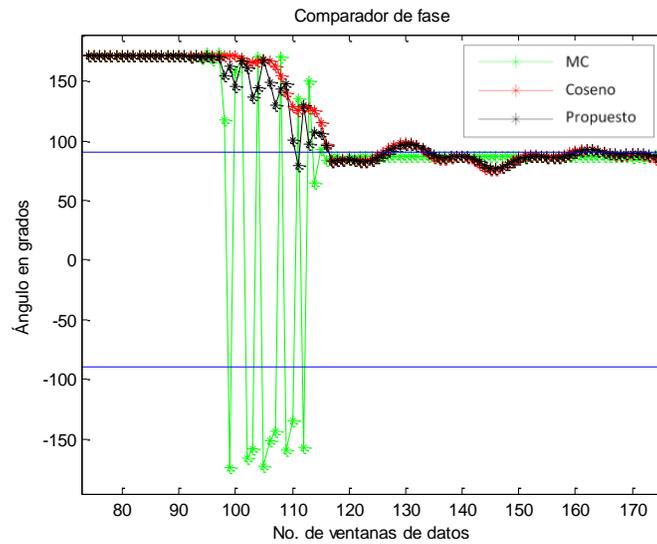


Figura B.9. Plano de comparación de fase *Caso MC5*.

B.4. Filtro híbrido Prony-Coseno (Caso PC3)

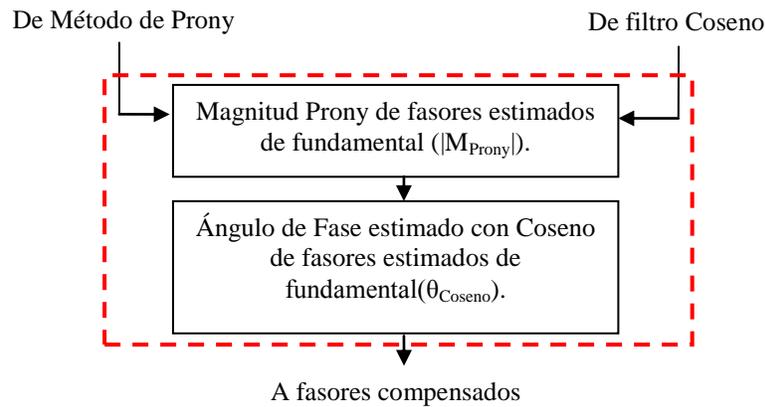


Figura B.10. Diagrama funcional propuesto para el *Caso PC3* del filtro híbrido Prony-Coseno.

B.4.1 Formulación (Caso PC3)

La formulación para la compensación del error utilizando los fasores estimados para el *Caso PC3* se presenta a continuación:

$$\begin{aligned}
 S_1 &= k_1 \angle \alpha_1 \left[V_{P1} e^{j\theta_{V_{n1}}} \right] + Z_{R1} \angle \theta_1 \left[I_{P1} e^{j\theta_{I_{n1}}} \right] \\
 S_2 &= k_2 \angle \alpha_2 \left[V_{P1} e^{j\theta_{V_{n1}}} \right] + Z_{R2} \angle \theta_2 \left[I_{P1} e^{j\theta_{I_{n1}}} \right]
 \end{aligned} \tag{B.7}$$

donde $n1$ =componente fundamental estimado filtro Coseno y $P1$ =componente fundamental estimado con Prony. Para el análisis del relevador de distancia se evaluará la característica de operación tipo Mho. El modelo del relevador de distancia para una característica tipo Mho es:

$$\begin{aligned} S_1 &= k_1 \angle \alpha_1 \left[V_{P1} e^{j\theta_{V_{n1}}} \right] + Z_{R1} \angle \theta_1 \left[I_{P1} e^{j\theta_{I_{n1}}} \right] \\ S_2 &= k_2 \angle \alpha_2 \left[V_{P1} e^{j\theta_{V_{n1}}} \right] \end{aligned} \tag{B.8}$$

donde $Z_{R2} \angle \theta_2 = 0$ en (B.7) para una característica de operación tipo Mho, por lo que el modelo del relevador para esta característica esta dado por (B.8).

B.4.2 Evaluación (Caso PC3)

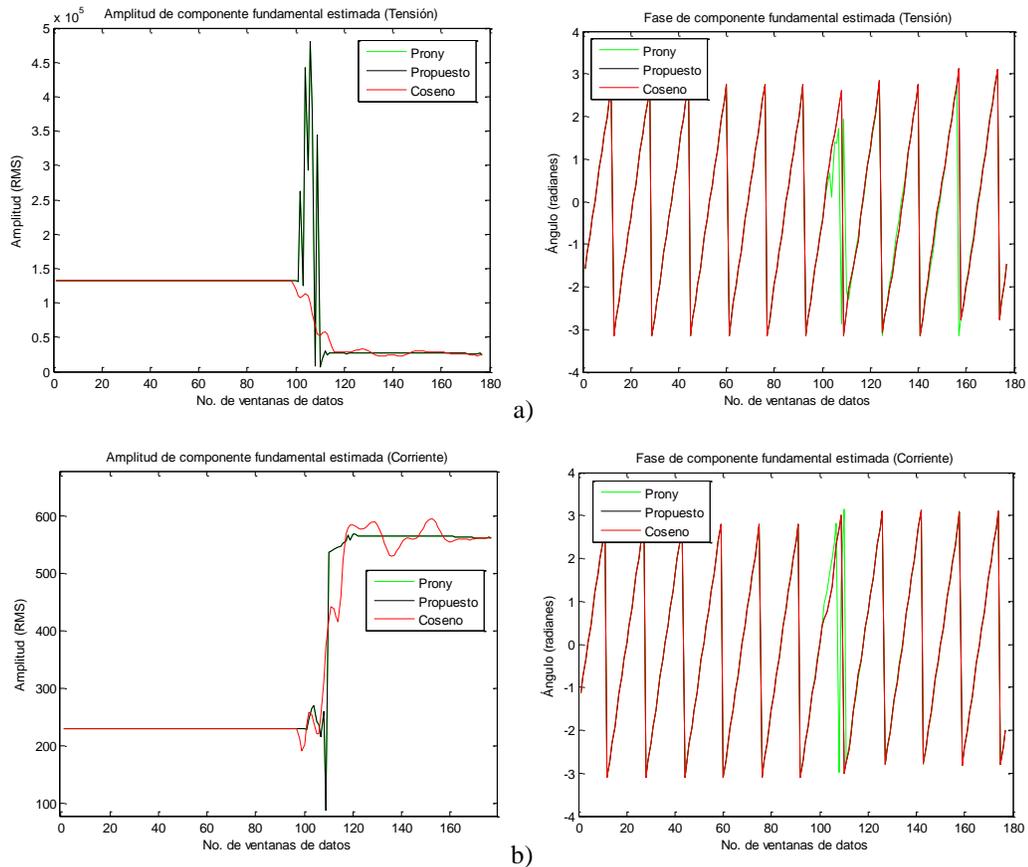
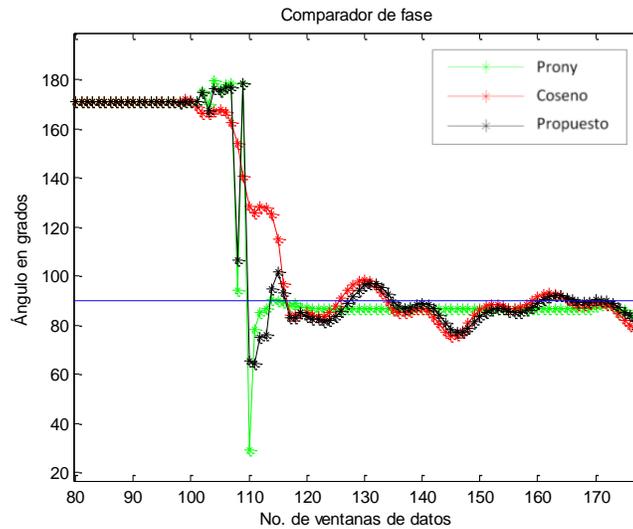
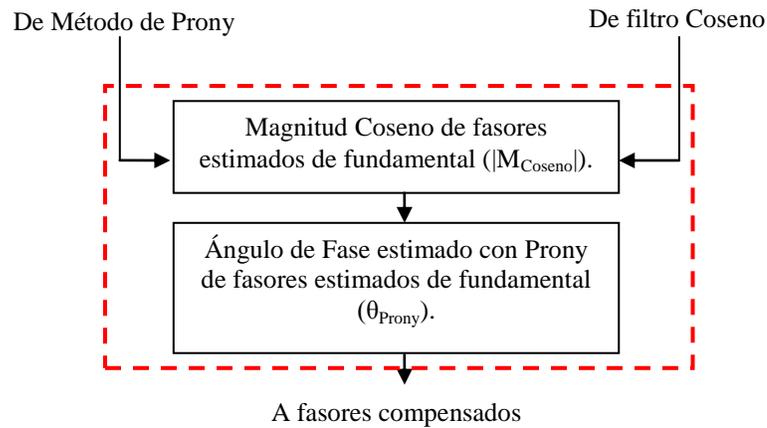


Figura B.11. Amplitud y ángulo de fase estimados de la componente fundamental de las señales de prueba. (Caso PC3). a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.

Figura B.12. Plano de comparación de fase *Caso PC3*.

B.5. Filtro híbrido Prony-Coseno (Caso PC4)

Figura B.13. Diagrama funcional propuesto para el *Caso PC4* del filtro híbrido Prony-Coseno.

B.5.1 Formulación (Caso PC4)

La formulación para la compensación del error utilizando los fasores estimados para el *Caso PC4* se presenta a continuación:

$$\begin{aligned}
 S_1 &= k_1 \angle \alpha_1 \left[V_{n1} e^{j\theta_{V_{P1}}} \right] + Z_{R1} \angle \theta_1 \left[I_{n1} e^{j\theta_{I_{P1}}} \right] \\
 S_2 &= k_2 \angle \alpha_2 \left[V_{n1} e^{j\theta_{V_{P1}}} \right] + Z_{R2} \angle \theta_2 \left[I_{n1} e^{j\theta_{I_{P1}}} \right]
 \end{aligned} \tag{B.9}$$

donde n_1 =componente fundamental estimada filtro Coseno y P_1 =componente fundamental estimada con Prony. Para el análisis del relevador de distancia se evaluará la característica de operación tipo Mho. El modelo del relevador de distancia para una característica tipo Mho es:

$$\begin{aligned} S_1 &= k_1 \angle \alpha_1 \left[V_{n1} e^{j\theta_{VP1}} \right] + Z_{R1} \angle \theta_1 \left[I_{n1} e^{j\theta_{IP1}} \right] \\ S_2 &= k_2 \angle \alpha_2 \left[V_{n1} e^{j\theta_{VP1}} \right] \end{aligned} \quad (\text{B.10})$$

donde $Z_{R2} \angle \theta_2 = 0$ en (B.9) para una característica de operación tipo Mho, por lo que el modelo del relevador para esta característica esta dado por (B.10).

B.5.2 Evaluación (Caso PC4)

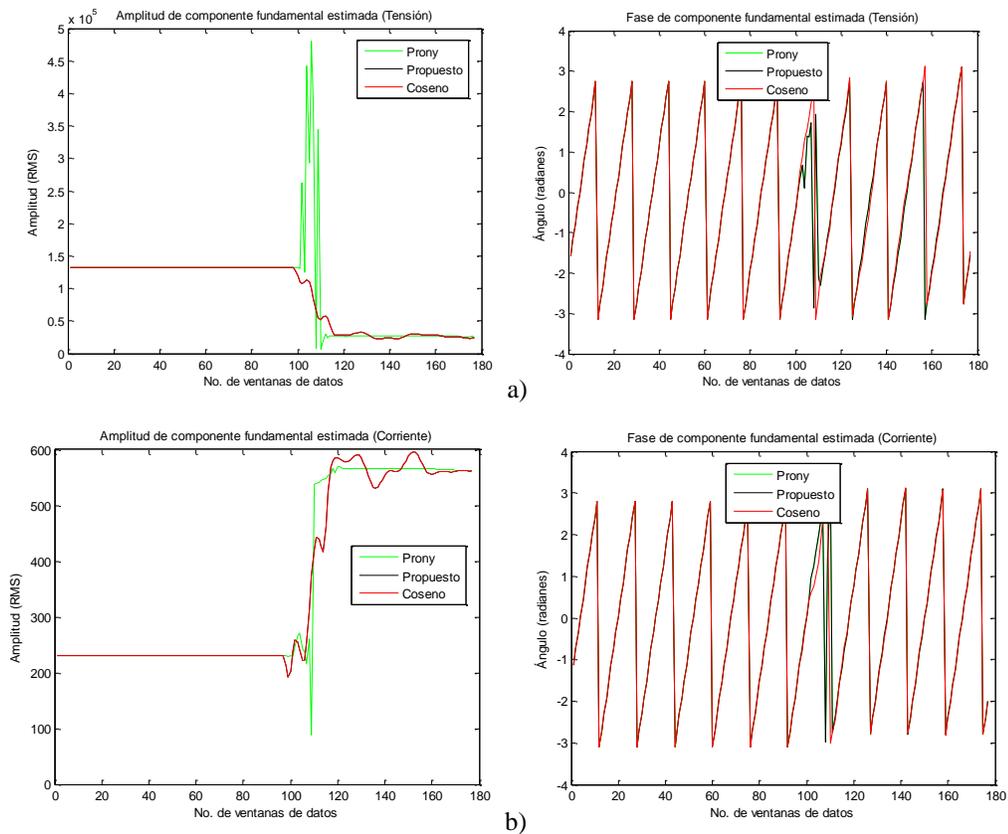


Figura B.14. Amplitud y ángulo de fase estimados de la componente fundamental de las señales de prueba. (Caso PC4). a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.

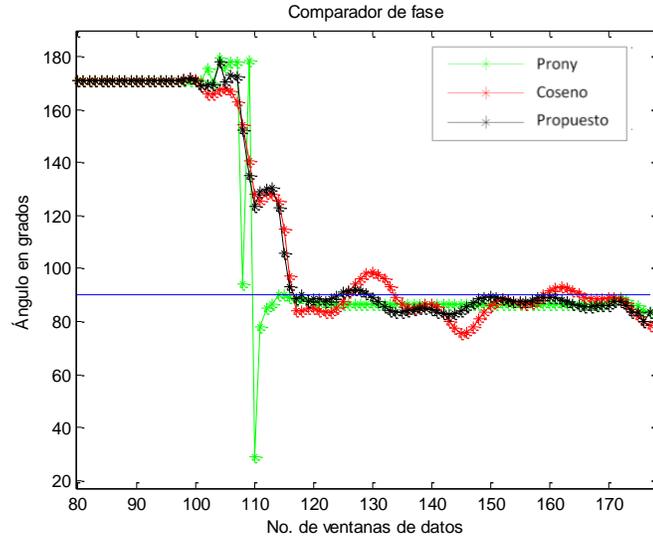


Figura B.15. Plano de comparación de fase *Caso PC4*.

B.6. Filtro híbrido Prony-Coseno (Caso PC5)

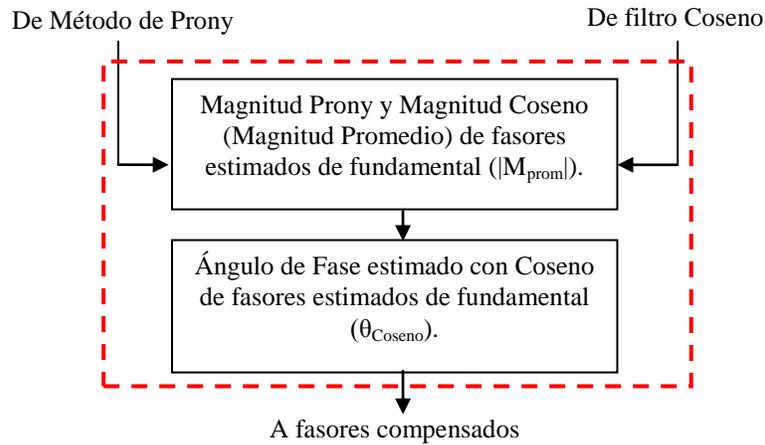


Figura B.16. Diagrama funcional propuesto para el *Caso PC5* del filtro híbrido Prony-Coseno.

B.6.1 Formulación (Caso PC5)

La formulación para la compensación del error utilizando los fasores estimados para el *Caso PC5* se presenta a continuación:

$$\begin{aligned}
 S_1 &= k_1 \angle \alpha_1 \left[\left(\frac{(V_{n1} + V_{P1})}{2} \right) e^{j\theta_{V_{n1}}} \right] + Z_{R1} \angle \theta_1 \left[\left(\frac{(I_{n1} + I_{P1})}{2} \right) e^{j\theta_{I_{n1}}} \right] \\
 S_2 &= k_2 \angle \alpha_2 \left[\left(\frac{(V_{n1} + V_{P1})}{2} \right) e^{j\theta_{V_{n1}}} \right] + Z_{R2} \angle \theta_2 \left[\left(\frac{(I_{n1} + I_{P1})}{2} \right) e^{j\theta_{I_{n1}}} \right]
 \end{aligned} \tag{B.11}$$

donde $n1$ =componente fundamental estimado filtro Coseno y $P1$ =componente fundamental estimado con Prony. Para el análisis del relevador de distancia se evaluará la característica de operación tipo Mho. El modelo del relevador de distancia para una característica tipo Mho es:

$$\begin{aligned} S_1 &= k_1 \angle \alpha_1 \left[\left(\frac{(V_{n1} + V_{P1})}{2} \right) e^{j\theta_{V_{n1}}} \right] + Z_{R1} \angle \theta_1 \left[\left(\frac{(I_{n1} + I_{P1})}{2} \right) e^{j\theta_{I_{n1}}} \right] \\ S_2 &= k_2 \angle \alpha_2 \left[\left(\frac{(V_{n1} + V_{P1})}{2} \right) e^{j\theta_{V_{n1}}} \right] \end{aligned} \quad (B.12)$$

donde $Z_{R2} \angle \theta_2 = 0$ en (B.11) para una característica de operación tipo Mho, por lo que el modelo del relevador para esta característica esta dado por (B.12).

B.6.2 Evaluación (Caso PC5)

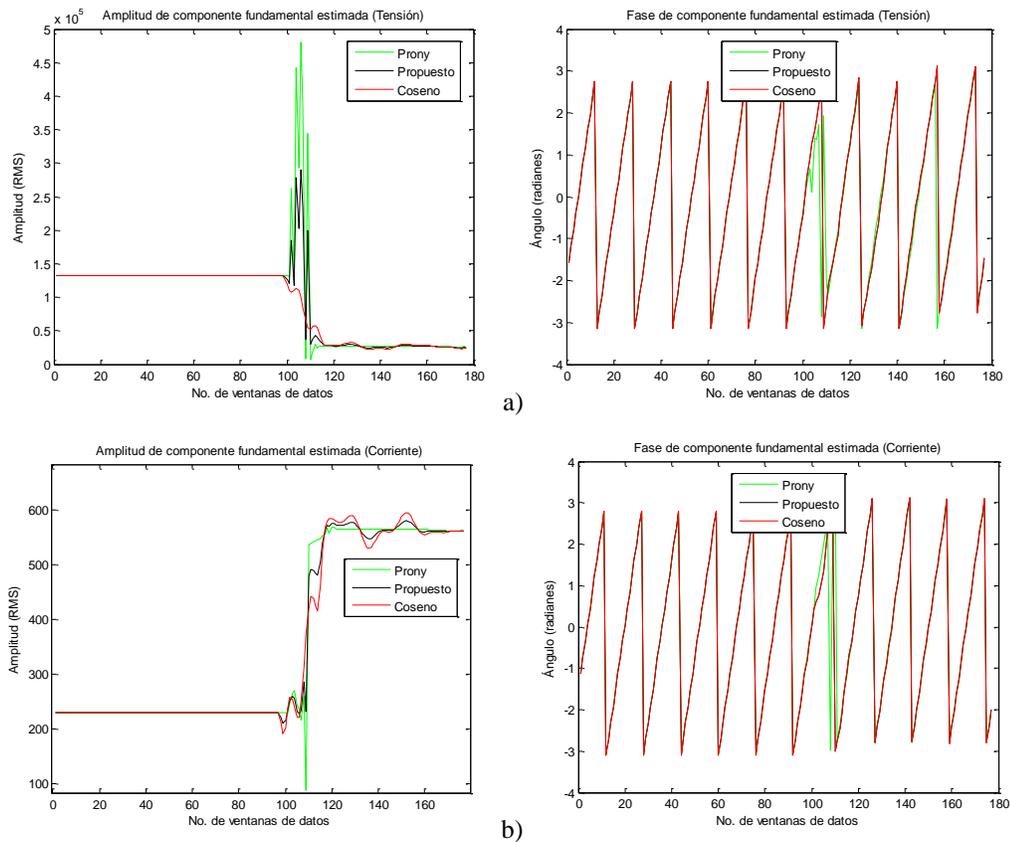


Figura B.17. Amplitud y ángulo de fase estimados de la componente fundamental de las señales de prueba. (Caso PC5). a) Señal de tensión. b) Señal de corriente.

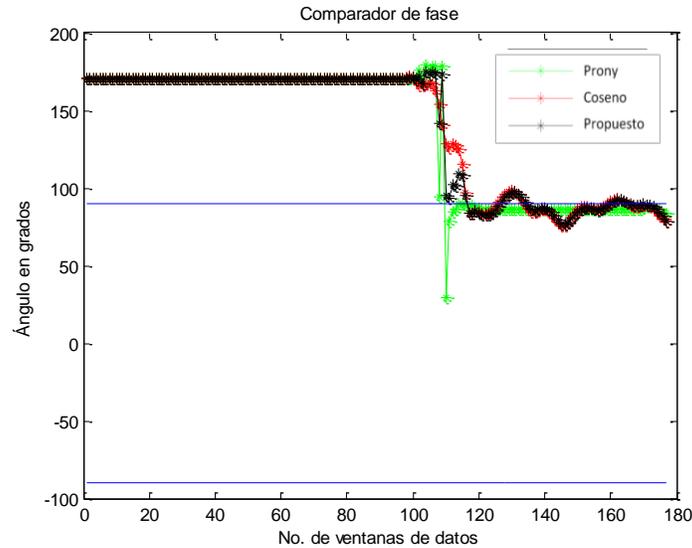


Figura B.18. Plano de comparación de fase *Caso PC5*.

Los casos presentados en este apéndice no presentaron una reducción del error considerable para su implementación en relevadores de distancia, pero adicionalmente nos dan información importante a considerar, es decir, si la magnitud ó el ángulo de fase de los fasores estimados por los filtros digitales convencionales presenta un mayor impacto en el error en la medición de la impedancia aparente. De los resultados de estos casos se concluye que el error en el estimado del ángulo de fase por los filtros digitales convencionales ante componentes de tipo interarmónico/subarmónico representa un mayor impacto en el estimado de la impedancia aparente, ya que al formar los fasores compensados utilizando la magnitud del estimado con el filtro Coseno el error sigue presente pero en menor magnitud; en los casos donde se utiliza el ángulo de fase estimado con Coseno en los fasores compensados, el error es similar al del filtro Coseno, debido a que se realiza la comparación del ángulo de fase de las señales de comparación.

APENDICE C

Reconstrucción de señales en el tiempo de eventos reales I y II

En el capítulo 6 se evaluaron los casos de análisis de los filtros propuestos (MC1, MC2, PC1 y PC2) para los eventos simulados y reales. Las señales de los eventos reales fueron reconstruidas en el tiempo debido a que los registradores de eventos realizan el proceso de adquisición de señal alterando la misma con el fin de obtener una mayor capacidad de almacenamiento de información [40]. Una comparación de las señales reales y las reconstruidas son presentadas en las Figuras C1 y C2.

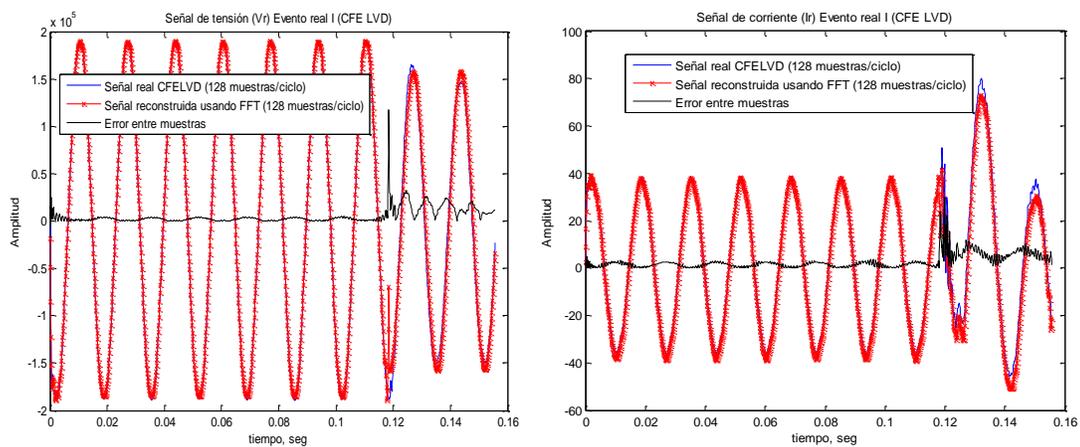


Figura C.1. Señales de tensión (V_r) y corriente (I_r) para el evento de falla real I (CFE LVD).

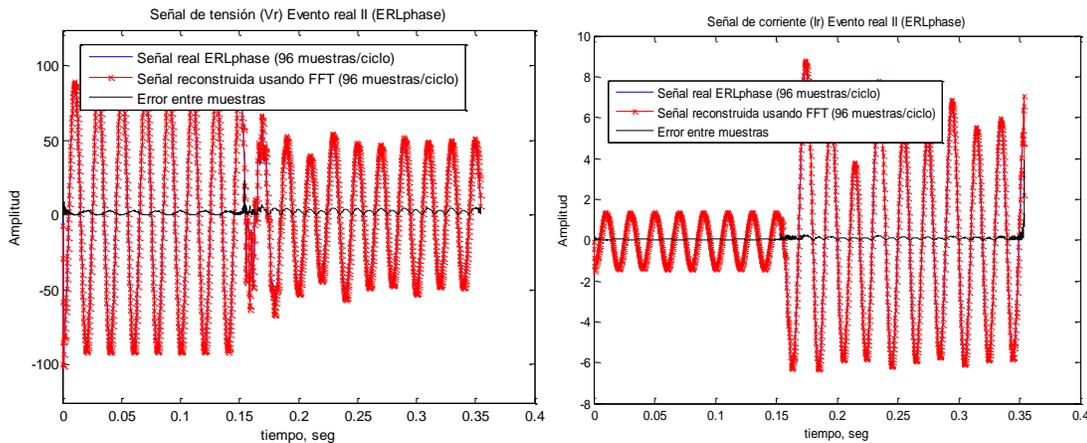


Figura C.2. Señales de tensión (V_r) y corriente (I_r) para el evento de falla real II (ERLPhase Comp. Serie).