

COMPENSACIÓN DEL ERROR DE IMPEDANCIA EN EL RELEVADOR DE DISTANCIA ANTE LA MODERNIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

Luis Alonso Trujillo Guajardo
Arturo Conde Enríquez
Paz Vicente Cantú Gutiérrez

RESUMEN

En este trabajo se caracteriza el error provocado por las componentes frecuenciales no síncronas (Generadas por la modernización del sistema eléctrico de potencia) en los filtros digitales convencionales de relevadores de distancia 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 la confiabilidad y selectividad del sistema de protección.

PALABRAS CLAVE

Filtros digitales, relevadores de distancia, Mínimos Cuadrados, Prony, impedancia aparente..

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].

2.JUSTIFICACIÓN.

El presente trabajo aborda el impacto en la operación del relevador de distancia de los dispositivos FACTS (Flexible AC Transmission Systems), el UPFC (Unified Power Flow Controller), STATCOM (Static Synchronous Compensator), 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.

3.METODOLOGÍA

3.1 Principio de operación de relevadores de distancia

Su operación está basada en la comparación de dos señales de entrada, operación y polarización, para determinar la condición de disparo. Los relevadores de distancia utilizan un comparador de ángulo de fase que responde al desplazamiento del ángulo entre las señales de entrada [9]. Las señales de entrada del comparador de fase son obtenidas utilizando las señales eléctricas medidas por los transformadores de instrumento, así como de constantes de diseño. El modelo convencional del relevador de distancia es mostrado en (1):

donde S_1 y S_2 son las señales de entrada para establecer la señal de disparo; y son las constantes para el diseño de la característica de operación; es la impedancia réplica de la línea de transmisión a proteger; y es la impedancia multiplicada por la corriente, y que resulta en un voltaje de polarización; y son las señales eléctricas de entrada, de las cuales se obtiene un estimado del fasor de utilizando una técnica de estimación (filtro Fourier ó filtro Coseno) para obtener el fasor de frecuencia fundamental [10].

En la Fig. 1 se presenta el comparador de fase para relevadores de distancia. El comparador de fase realiza una comparación de las señales de operación y polarización ($\beta = \arg(\frac{V}{I})$). Cuando β se encuentra entre los límites de operación β_1 and β_2 ($-\beta_1 < \beta < \beta_2$), el relevador enviará una señal de disparo al interruptor de potencia.

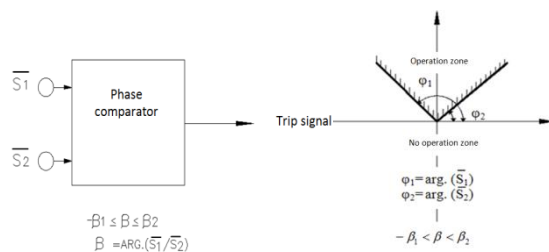


Fig. 1. Esquema de comparación de fase para un relevador de distancia.

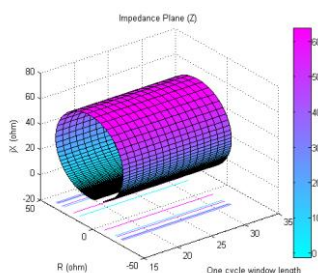


Fig. 2. Característica de operación tipo Mho (Frecuencia Fundamental).

En la Fig. 2 se presenta la característica de operación tipo Mho en un espacio tridimensional del plano complejo impedancia a través del tiempo, el tiempo es representado por un desplazamiento de ventanas de un ciclo. Los fasores estimados de frecuencia fundamental de voltaje y corriente son utilizados para el relevador de distancia.

Las señales de entrada V_r e I_r son los fasores estimados de frecuencia fundamental, y estos son utilizados para formar la característica de operación y el esquema de comparación de fase, en este trabajo se evalúa la característica de operación tipo Mho.

El modelo del relevador de distancia está basado en fasores de frecuencia fundamental, pero debido a que los filtros digitales utilizados en relevadores de distancia generan un error en el estimado de los fasores de frecuencia fundamental debido a la existencia de componentes frecuenciales de tipo subarmónico e interarmónico en las señales de voltaje y de corriente durante el período de falla. Cuando estas componentes frecuenciales están presentes, el filtro digital genera un error en el estimado del fasor de frecuencia fundamental de las señales de voltaje y corriente.

El modelo del relevador de distancia necesita un estimado de los fasores de frecuencia fundamental de las señales de voltaje y corriente durante el período de falla, con esta información se obtiene el estimado de la impedancia aparente, pero con el incremento de equipo de electrónica de potencia ó de compensación en el sistema de potencia se obtiene un sistema de transmisión más confiable, este tipo de equipos generan componentes frecuenciales durante el período de falla, las cuales los filtros digitales convencionales como el Fourier y el Coseno no pueden eliminar.

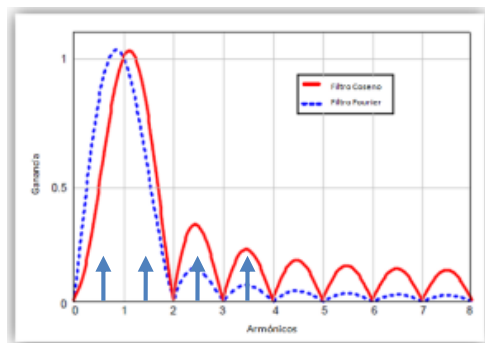


Fig. 3. Respuesta a la frecuencia de filtros digitales utilizados en relevadores de distancia. Debido a que los algoritmos de relevadores de distancia que utilizan los filtros Fourier y Coseno generan un error en el estimado de los fasores de frecuencia fundamental de las

señales de voltaje y corriente, la caracterización del problema utilizando el modelo del relevador de distancia en (1) es representado en (2) como sigue:

$$S_1 = k_1 \angle \alpha_1 \left[V_{h1} e^{j\theta_{h1}} + \sum V_i e^{j\theta_{i1}} + \sum V_s e^{j\theta_{s1}} \right] + Z_{R1} \angle \theta_1 \left[I_{h1} e^{j\theta_{h1}} + \sum I_i e^{j\theta_{i1}} + \sum I_s e^{j\theta_{s1}} \right]$$

$$S_2 = k_2 \angle \alpha_2 \left[V_{h1} e^{j\theta_{h1}} + \sum V_i e^{j\theta_{i1}} + \sum V_s e^{j\theta_{s1}} \right] + Z_{R2} \angle \theta_2 \left[I_{h1} e^{j\theta_{h1}} + \sum I_i e^{j\theta_{i1}} + \sum I_s e^{j\theta_{s1}} \right]$$

donde h1=frecuencial fundamental; i=interarmónicos, $i > 1$; s=subarmónicos, $s < 1$. La representación gráfica del error en el estimado es presentada en la Figura 4, cuando este tipo de componentes frecuenciales están presentes en las señales de voltaje y corriente se genera un error en el estimado de los fasores de frecuencia fundamental, esto ocasiona un error en la característica de operación, la característica de operación está formada por las señales de comparación en (1), y al mismo tiempo requiere del estimado de los fasores de voltaje y corriente, por lo tanto de (2) se forma la característica de operación resultante (ver Figura 4).

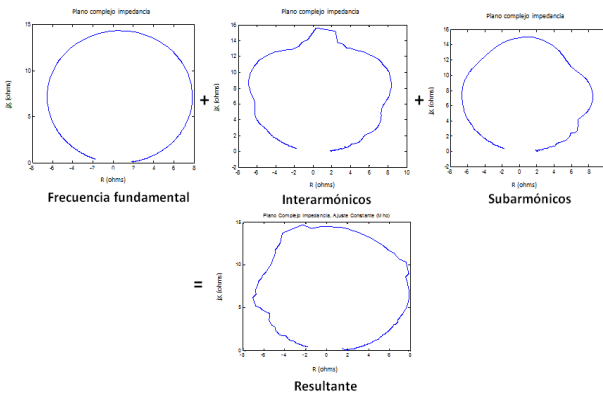


Fig. 4. Representación gráfica del error en el estimado de la impedancia aparente al utilizar los filtros digitales convencionales

En la Figura 5 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, 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 (1)

y se determina la condición de operación; por último se emite la señal de disparo según el criterio de decisión establecido.

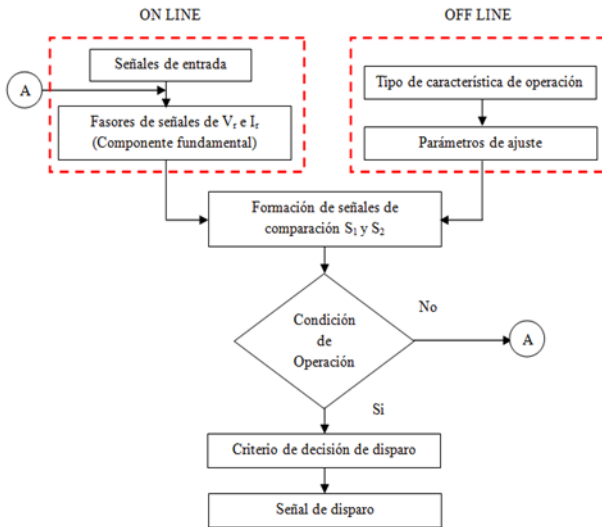


Fig. 5. Diagrama funcional de un relevador de distancia.

3.2 Impacto de dispositivos electrónicos del sistema de potencia en el relevador de distancia

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].

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.

A. Central eólica (Esquema doblemente alimentado)

Se realiza la simulación utilizando Matlab/Simulink® 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, los datos del sistema de la Figura 6 se presentan en la Tabla 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].

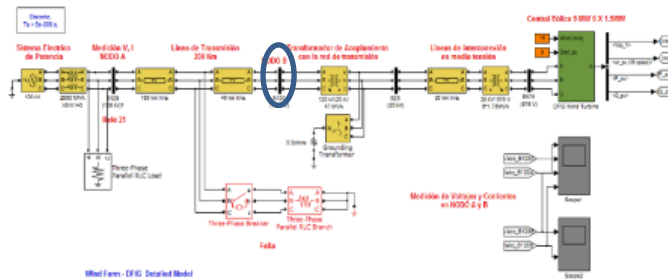


Fig. 6. Sistema de prueba utilizando el esquema DFIG.
Tabla 1. Datos del sistema

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	$P_{wind}=9MW$
Nivel de voltaje de transmisión	$V=120kV$
Impedancia de línea ZL1	$ZL1=82.4/_{73.7}$
Resistencia de falla	$R_f=2\Omega$
Velocidad del viento	$V_w=15m/s$

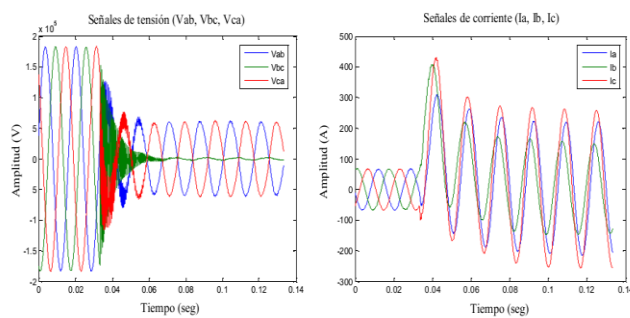


Fig. 7. Señales de voltaje y corriente medidas en nodo B.

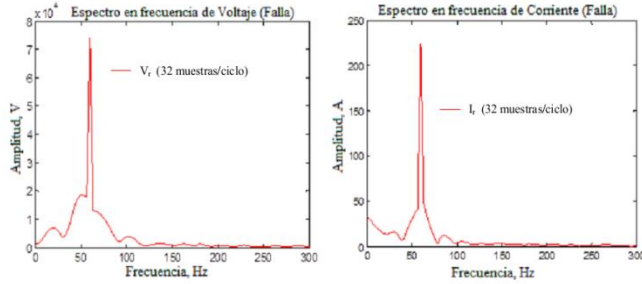


Fig. 8. Espectro en frecuencia de señales de voltaje (V_r) y corriente (I_r) medidas en falla.
 Tabla 2. Frecuencias dominantes de la señal de voltaje (Bus Eólica)

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

Tabla 3. 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

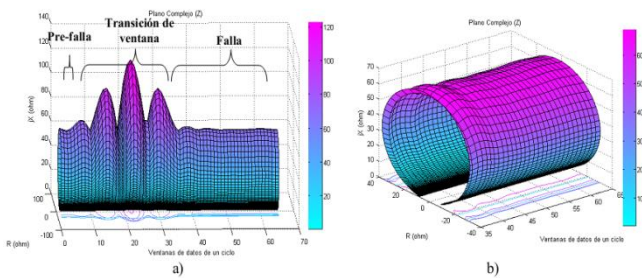


Fig. 9. Característica de operación dinámica tipo Mho (Sistema Central Eólica). a) Vista lateral indicando etapas de transición. b) Período de falla.

Como es posible observar en la Figura 8 y en las Tablas 2 y 3 este tipo de esquemas generan componentes frecuenciales que no son filtradas por los relevadores de distancia (interarmónicos, subarmónicos). 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 7 es posible observar el error en alcance ante estas componentes

frecuenciales (ver Figura 9), 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 6.

B. Dispositivo STATCOM

Se realiza una simulación aplicando una falla trifásica a 0.25 seg con una duración de 150 mseg 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/_84.8o ohms. Las señales de voltaje (V_r) y corriente (I_r) para el relevador de fase (BC) en el nodo B2 se obtienen a partir de las señales de la Figura 11.

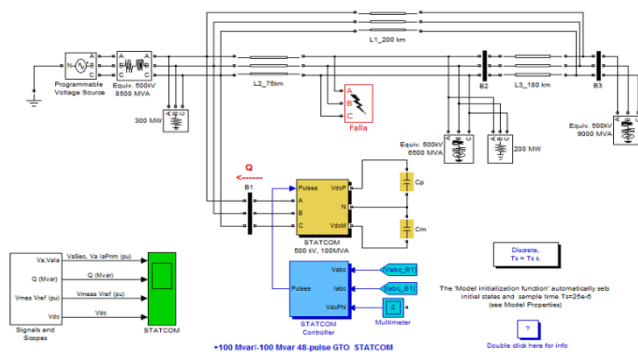


Fig. 10. Sistema de prueba utilizando el STATCOM.

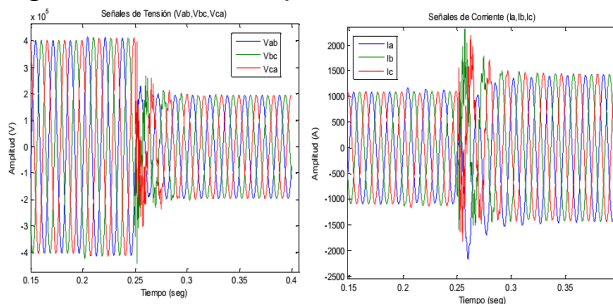


Fig. 11. Señales de voltaje y corriente medidas en nodo B2.

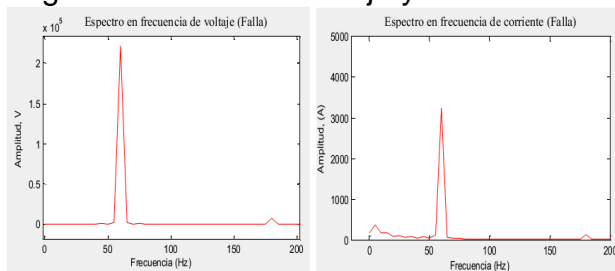


Fig. 12. Espectro en frecuencia de voltaje y corriente (V_r e I_r) durante el período de falla.
 Tabla 4. Frecuencias dominantes de la señal de voltaje (Nodo B2)

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

Tabla 5. 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

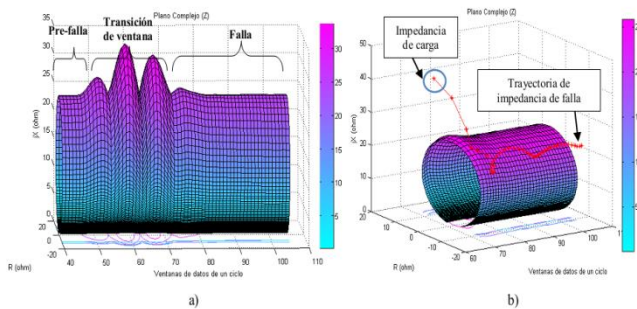


Fig. 13. Característica de operación dinámica tipo Mho (Sistema STATCOM).
 a) Vista lateral indicando etapas de transición.
 b) Período de falla.

El error en alcance del relevador debido a las componentes frecuenciales indicadas en las Tablas 4 y 5 es del orden del 3% con un tiempo de detección de la falla de 2.5 ciclos, cabe mencionar que el error en alcance es obtenido utilizando la característica de operación estimada durante el primer ciclo del período de falla.

C. Dispositivo UPFC

Se realiza una simulación aplicando una falla trifásica a 0.65 seg con una duración de 150 msec 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/_84.8o

ohms. Las señales de voltaje (V_r) y corriente (I_r) para el relevador de fase (BC) en el nodo B5 se obtienen a partir de las señales de la Figura 14.

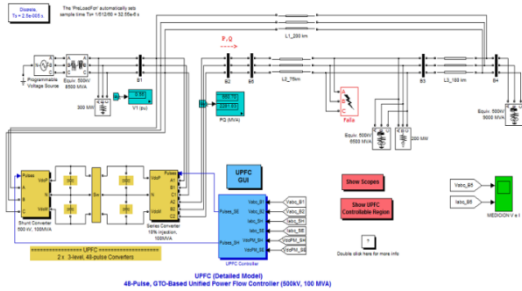


Fig. 14. Sistema de prueba utilizando el UPFC.

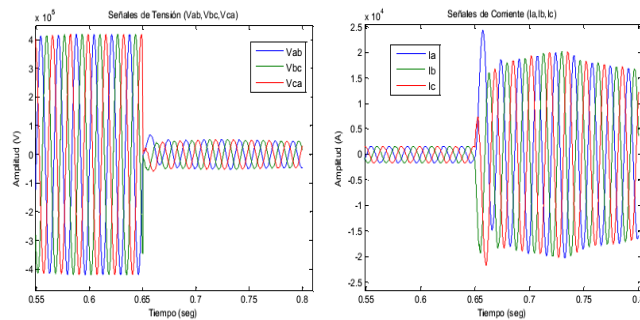


Fig. 15. Señales de voltaje y corriente medidas en nodo B5.

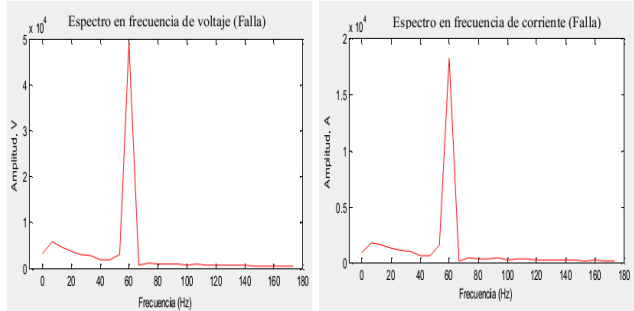


Fig. 16. Espectro en frecuencia de voltaje y corriente (V_r e I_r) durante el período de falla.
Tabla 6. Frecuencias dominantes de la señal de voltaje (Nodo B5)

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

Tabla 5. Frecuencias dominantes de la señal de corriente (Nodo B5)

Frecuencia (Hz)	Orden	Amplitud
0	0	898,5
5	0,083	1821
60	1	18319

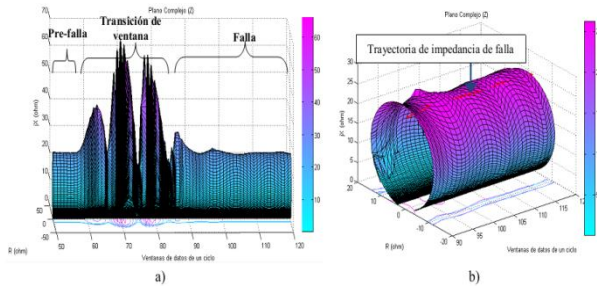


Fig. 17. Característica de operación dinámica tipo Mho (Sistema UPFC).
a) Vista lateral indicando etapas de transición.
b) Período de falla.

El porcentaje de error en alcance del relevador de distancia es del 2.19% con un tiempo de operación de 2.7 ciclos ante esta condición de operación del sistema de prueba de la Figura 14. El error en alcance es de baja magnitud debido a que la magnitud de las componentes frecuenciales presentadas en las Tablas 6 y 7 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%).

D.Compensador Serie

Se realiza una simulación aplicando una falla monofásica a 0.05 seg con una duración de 150 mseg y con una resistencia de falla de 2 ohms al 100% de la línea de transmisión (Line 1 300 km) con un nivel de tensión de 735 kV y una impedancia de la línea de 123.6/_84.8o ohms. Las señales de voltaje (V_r) y corriente (I_r) para el relevador de fase (BC) en el nodo B1 se obtienen a partir de las señales de la Figura 19.

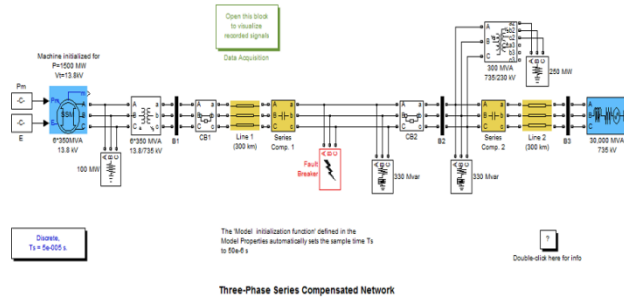


Fig. 18. Sistema de prueba utilizando el compensador serie.

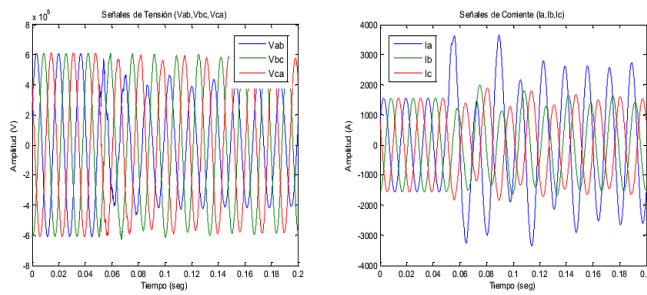


Fig. 19. Señales de voltaje y corriente medidas en nodo B1.

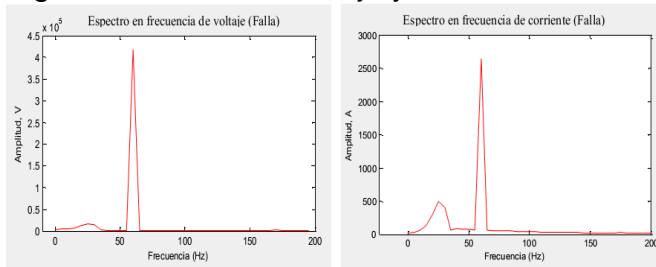


Fig. 20. Espectro en frecuencia de voltaje y corriente (V_r e I_r) durante el período de falla.

Tabla 8. Frecuencias dominantes de la señal de voltaje (Nodo 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 9. Frecuencias dominantes de la señal de corriente (Nodo 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

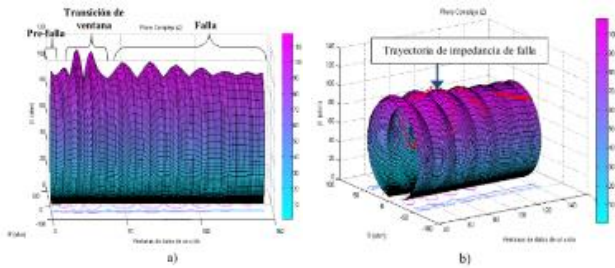


Fig. 21. Característica de operación dinámica tipo Mho (Sistema Compensador serie). a) Vista lateral indicando etapas de transición. b) Período de falla.

El error en alcance del relevador ante las componentes frecuenciales presentadas en las Tablas 8 y 9 es del 15.8 % con 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.

E.Evento de Falla Real I

El evento fue proporcionado por CFE 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 $75/_82.4\text{o}$ 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 22).

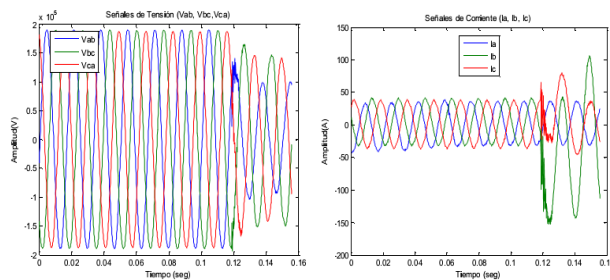


Fig. 22. Señales de voltaje y corriente registradas (Evento de Falla Eólica LVD CFE).

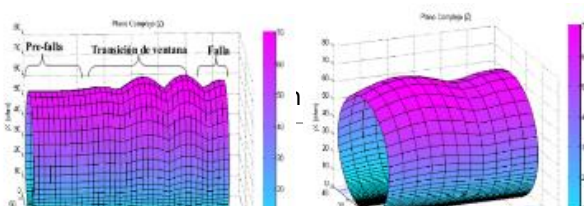


Fig. 23. Característica de operación dinámica tipo Mho (Evento de falla real I).
a) Vista lateral indicando etapas de transición. b) Período de falla.

En la Figura 23 se aprecia el error en la característica durante la transición de la ventana y en el período de falla, el error en alcance del relevador ante este evento de falla es del 5.8 % en el período de falla y no hay operación del relevador ante la falla; el evento 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.

F.Evento de Falla Real II

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 $10/_84.80$ ohms, la frecuencia del sistema es de 50 Hz, en la línea ocurrió una falla bifásica (BC) a tierra, por lo que se utiliza el relevador de fase (BC) del relevador para la evaluación del evento, la señales presentan una frecuencia de muestreo a 96 muestras por ciclo (ver Figura 24). Cabe mencionar que las señales registradas e impedancia de la línea están referenciadas al lado secundario de los transformadores de medición.

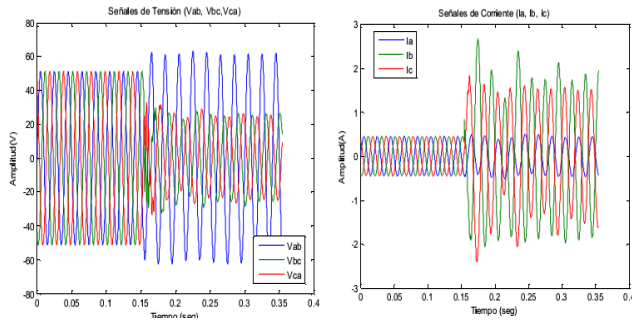


Fig. 24. Señales de voltaje y corriente registradas (Evento de Falla Compensacion Serie ERLPhase).

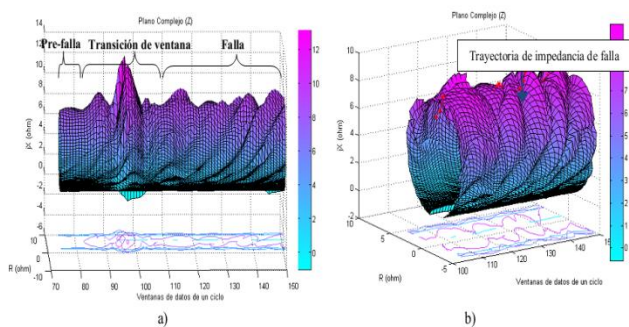


Fig. 25. Característica de operación dinámica tipo Mho (Evento de falla real II). a) Vista lateral indicando etapas de transición. b) Período de falla.

En este caso, el error en alcance del relevador ante este evento de falla es del 16.17 % con un tiempo de operación de 2.5 ciclos; el evento 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.

3.3 Filtros digitales propuestos para relevadores de distancia

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. Por lo que se proponen dos filtros digitales utilizando el método de Mínimos Cuadrados y el método de Prony.

A. Filtro digital utilizando Mínimos Cuadrados (MC2)

En esta sección se presenta el método de Mínimos Cuadrados (MC) para la estimación de la componente fundamental para su aplicación en relevadores de protección [29] como estimador de parámetros en conjunto con el Filtro Coseno de acuerdo al diagrama funcional propuesto presentado en la Figura 26.

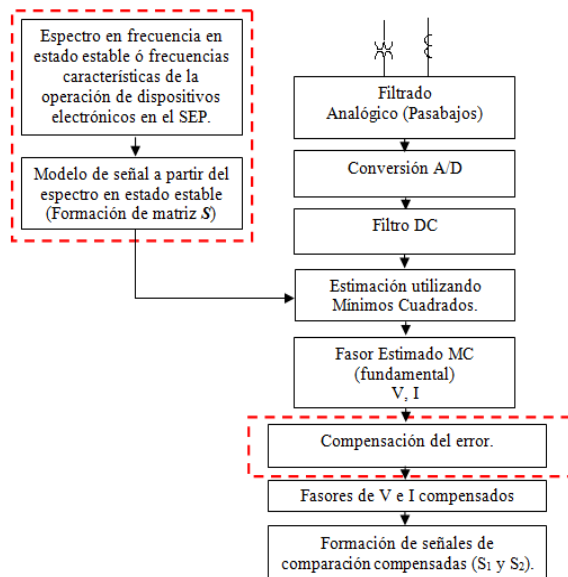


Fig. 26. Diagrama funcional propuesto utilizando el método de estimación de Mínimos Cuadrados.

En la Figura 27 se presenta el diagrama funcional para el Caso MC2 propuesto para la compensación del error en la impedancia aparente medida.

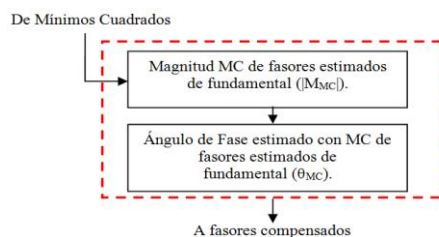


Fig. 27. Diagrama funcional propuesto para el Caso MC2 del filtro propuesto MC.

A. 1. Formulación

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

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:

donde en (3) para una característica de operación tipo Mho, por lo que el modelo del relevador para esta característica está dado por (4).

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

B. Filtro digital utilizando Prony (PC2)

$$S_2 = k_2 \angle \alpha_2 \left[V_{MC1} e^{j\theta_{V_{MC1}}} \right] + Z_{R2} \angle \theta_2 \left[I_{MC1} e^{j\theta_{I_{MC1}}} \right]$$

En esta sección se presenta 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 la Figura 28 se presenta el diagrama funcional para el Caso PC2 propuesto para la compensación del error en la impedancia aparente medida.

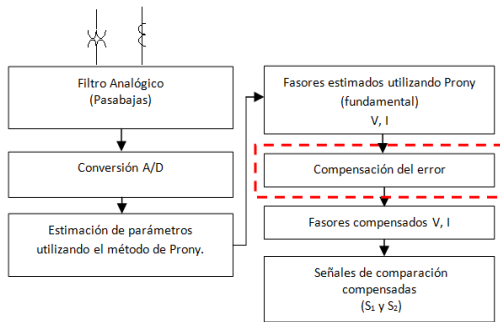


Fig. 28. Diagrama funcional propuesto utilizando el método de estimación de Prony.

De Método de Prony

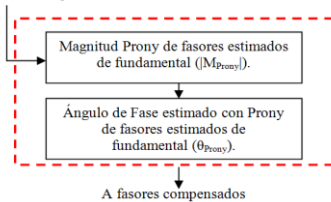


Fig. 29. Diagrama funcional propuesto para el Caso PC2 del filtro propuesto Prony.

B.1. Formulación

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

$$S_2 = k_2 \angle \alpha_2 \left[V_{P1} e^{j\theta_{VP1}} \right] + Z_{R2} \angle \theta_2 \left[I_{P1} e^{j\theta_{IP1}} \right]$$

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:

$$S_1 = k_1 \angle \alpha_1 \left[V_{P1} e^{j\theta_{VP1}} \right] + Z_{R1} \angle \theta_1 \left[I_{P1} e^{j\theta_{IP1}} \right]$$

donde en (5) para una característica de operación tipo Mho, por lo que el modelo del relevador para esta característica está dado por (6).

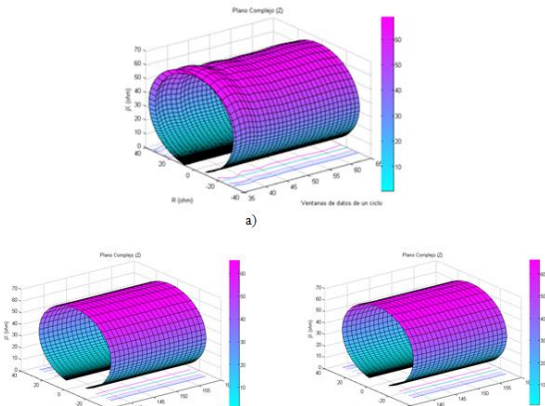


Fig. 30. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Sistema Central Eólica). a) Sin compensar. b) Caso MC2. c) Caso PC2.

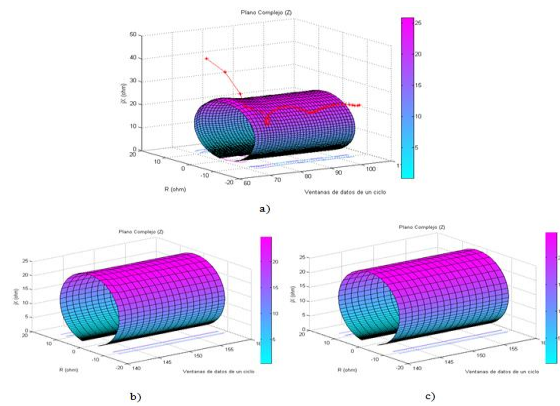


Fig. 31. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Sistema STATCOM). a) Sin compensar. b) Caso MC2. c) Caso PC2.

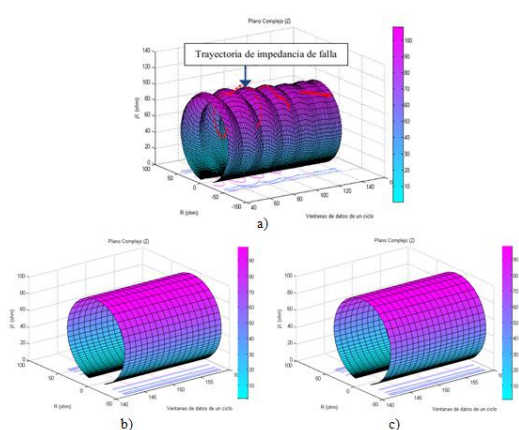
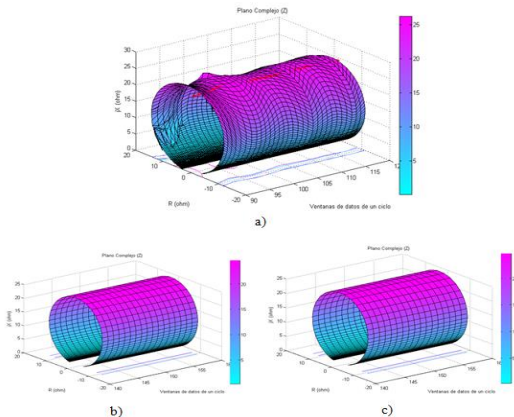


Fig. 32. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Sistema UPFC). a) Sin compensar. b) Caso MC2. c) Caso PC2.

Fig. 33. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Sistema Compensación serie). a) Sin compensar. b) Caso MC2. c) Caso

4.RESULTADOS

En las Tablas 10 y 11 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; esto significa que los resultados del porcentaje de error en el tiempo de operación representan un buen resultado, además de que cumple el objetivo de compensar el error en la medición de la impedancia aparente medida durante el período de falla y prevenir una mala operación del relevador. En las Figuras 30-35 se presentan los resultados correspondientes de los sistemas analizados a la compensación del error en la impedancia medida por el relevador de distancia utilizando los filtros digitales propuestos.

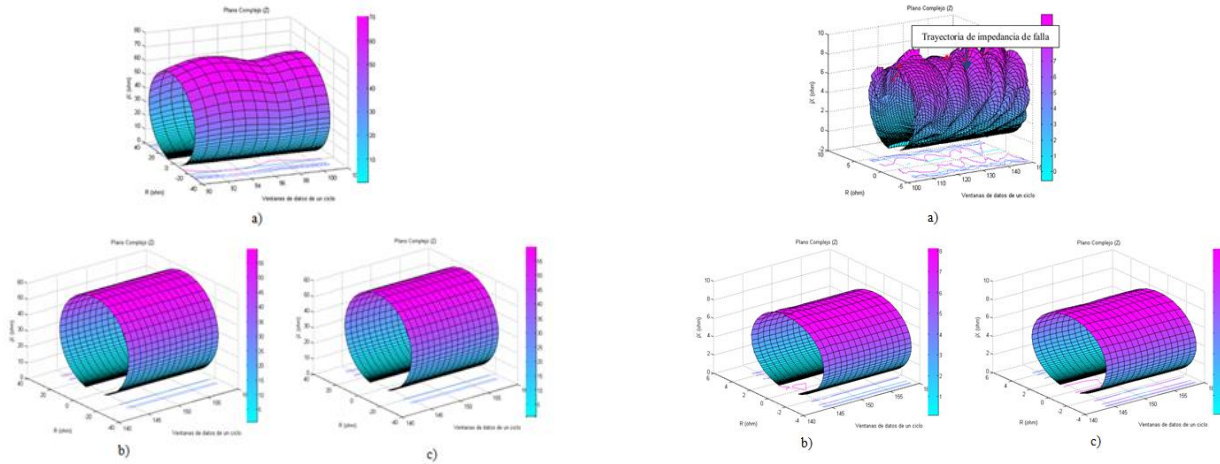


Fig. 34. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Evento de falla real I). a) Sin compensar. b) Caso MC2. c) Caso PC2.

Fig. 35. Característica de operación dinámica tipo Mho en período de falla (Evento de falla real II). a) Sin compensar. b) Caso MC2. c) Caso PC2.

Tabla 10

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)	
		MC2	PC2		MC2	PC2
Simulado Eólica	5.7	0.025	0.02	No opera	87*	25*
Simulado STATCOM	3	0.03	0.035	150*	35*	64*
Simulado UPFC	2.19	0.01	0.01	170*	162*	62.5*
Simulado Comp. Serie	15.8	0.005	0.09	180*	52*	43*

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)	
		MC2	PC2		MC2	PC2
Real I	5.8	0.1	0.09	No opera	30*	8*
Real II	16.17	0.15	0.66	150*	25*	13*

Tabla 11

Porcentajes de error de eventos de falla reales.

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.

5.DISCUSIÓN

Los resultados fueron los esperados debido a que fue posible obtener la compensación del error en alcance y en tiempo de operación del relevador de distancia utilizando los filtros digitales propuestos.

6.CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

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 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 la presencia de 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.

7.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 Ortojoann, "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] Zbigniew Leonowicz, "Parametric methods for time–frequency analysis of electric signals", Politechnika Wroclawska, Wroclaw University of Technology, Poland, 2006.
- [35] 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.
- [36] N. G. Hingorani, L. Gyugyi, Understanding FACTS Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems, IEEE Press.

[37] 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.