



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Desarrollo de un algoritmo para
la detección de oscilaciones de
potencia en relevadores de
distancia basado en análisis
modal**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Eléctrico - Electrónico

P R E S E N T A

Victor Jesus Velasco Gómez

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Mario Roberto Arrieta Paternina



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2021

Dedicatoria

A mis padres:

Ma. Teresa Gómez Méndez

Victor Velasco Miguel

Este trabajo se lo dedico a ustedes, por todo el amor, cariño y apoyo que me han dado a lo largo de mi vida, sé que siempre estarán presentes para mí y yo estaré para ustedes.

A mis hermanos:

Ángel Velasco Gómez

Itzel Velasco Gómez

Ivan Velasco Gómez

Por su apoyo que me han dado en los momentos más complicados, sin su apoyo no habría superado los obstáculos.

Agradecimientos

A Dios, por brindarme la fuerza para salir delante de los momentos más complicados.

A mis padres, hace unos años llegué a pensar que no iba a poder cumplir este sueño, sin embargo, con todo el amor que me dieron pude tener la fuerza para salir adelante y poder lograrlo.

A mis hermanos, les agradezco por el apoyo y estar en todo momento para mí, sé que en cualquier momento cuento con ustedes y saben que cuentan conmigo para siempre.

A mi asesor, quiero agradecer de manera muy especial al Dr. Mario Arrieta Paternina por todo el apoyo, tiempo y conocimiento brindado para poder realizar este trabajo, admiro su interés por siempre compartir su conocimiento con sus alumnos.

También le agradezco al Ing. Roberto José Roberto Balderas Garza y al Ing. Carlos Andrés Toledo Santos por el apoyo brindado para la realización de este trabajo.

Finalmente, quiero agradecer a la UNAM, en especial agradezco a los proyectos PAPIIT No. TA101421 y PAPIME No. PE105421, y al proyecto estratégico PE-A-04 del CEMIE-Redes.

Contenido

Dedicatoria	2
Agradecimientos	3
Contenido	4
Índice de Figuras	6
Índice de Tablas	8
Resumen	9
Capítulo 1. Introducción	10
1. Introducción	10
1.1 Estado del arte	11
1.2 Planteamiento del problema	13
1.3 Hipótesis.....	13
1.4 Objetivos de la tesis.....	14
1.4.1 Objetivo general.....	14
1.4.2 Objetivos específicos	14
1.5 Justificación	14
1.6 Contribución.....	14
Capítulo 2. Protección y dinámica en sistemas eléctricos de potencia.....	16
2.1 Introducción	16
2.2 Sistema eléctrico de potencia	16
2.3 Protección de sistemas eléctricos	18
2.4 Características de las protecciones.....	18
2.5 Zonas de protección	19

2.6 Protección de distancia	20
2.7 Introducción a la estabilidad	23
2.8 Oscilaciones de potencia	24
2.9 Métodos para el bloqueo de oscilaciones.....	26
2.9.1. Métodos utilizando blinders	26
2.9.2 Métodos utilizando características concéntricas (característica mho).....	28
Capítulo 3. Algoritmo para la detección de oscilaciones de potencia	29
3.1 Introducción	29
3.2 Análisis modal.....	29
3.3 Algoritmo.....	33
3.3.1. Señales de entrada	35
3.3.2 Señales incrementales	35
3.3.3 Matriz de varianza - covarianza.....	37
3.3.4 Lógica de operación del algoritmo.....	38
Capítulo 4. Resultados.....	45
4.1 Introducción	45
4.2 Casos de análisis.....	47
Capítulo 5. Conclusiones	57
REFERENCIAS	58

Índice de Figuras

Figura 2.1 Elementos que conforman los sistemas eléctricos.....	15
Figura 2.2 Protección de línea con relevadores de distancia R1 y R2. \bar{Z}_L es la impedancia total de la línea, \bar{Z}_{load} es la impedancia de la carga y \bar{Z}_F es la impedancia entre el relevador y el punto donde se presenta una falla.....	20
Figura 2.3 Diagrama RX de relevador R1 en la figura 2.2. La indicación 1 se refiere al estado normal del sistema y 2 cuando se presenta una falla.....	20
Figura 2.4 Zonas de operación de la protección de distancia.....	21
Figura 2.5 Voltajes y corrientes trifásicas durante: a) Estado estable. b) Oscilación de potencia.....	24
Figura 2.6 Blinders.....	26
Figura 3.1 Representación del algoritmo mediante diagrama de flujo.....	33
Figura 3.2 a) Corriente de la fase a durante falla (señal instantánea). b) Corriente de la fase a durante falla (señal incremental).....	36
Figura 3.3 Valores propios durante condición de falla. (a) Monofásica. (b) Bifásica a tierra. (c) Bifásica. (d) Trifásica.....	39
Figura 3.4 Factores de participación durante condición de falla. a) Monofásica. b) Bifásica a tierra. c) Bifásica. d) Trifásica.....	41
Figura 4.1 Sistema IEEE 39 buses.....	45
Figura 4.2 Corrientes instantáneas trifásicas en Bus 01 durante oscilación de potencia....	46

Figura 4.3 (a) Valores propios de la matriz de Varianza Covarianza. b) Factores de participación.....	47
Figura 4.4 Operación de algoritmo.....	48
Figura 4.5 Corrientes instantáneas trifásica en Bus01 durante oscilación de potencia y falla monofásica.....	49
Figura 4.6 (a) Valores propios. (b) Factores de participación.....	50
Figura 4.7 Operación de algoritmo.....	51
Figura 4.8 Corrientes trifásicas instantáneas durante oscilación y falla bifásica a tierra....	52
Figura 4.9 (a) Valores propios. (b) Factores de participación.....	53
Figura 4.10 Operación de algoritmo.....	54
Figura 4.11 Corriente trifásica instantánea durante oscilación y falla trifásica.....	55
Figura 4.12 a) Valores propios. b) Factores de participación.....	56
Figura 4.13 Operación de algoritmo.....	57

Índice de Tablas

Tabla 3.1 Rangos de valores propios para la detección de fallas y oscilaciones de potencia.....	42
Tabla 3.2. Rangos de factores de participación para la detección de fallas y oscilaciones de potencia.....	43
Tabla 4.1 Resultados obtenidos.....	48
Tabla 4.2. Resultados obtenidos.....	51
Tabla 4.3 Resultados obtenidos.....	53
Tabla 4.4 Resultados obtenidos.....	56

Resumen

Los cambios abruptos en los sistemas eléctricos como la conexión y desconexión de generadores, apertura de líneas de transmisión, desconexión de carga, entre otros, provoca que en el sistema se generen oscilaciones de potencia.

Las oscilaciones de potencia pueden provocar que los relevadores de distancia tengan un funcionamiento incorrecto y esto puede llevar a la apertura incorrecta de líneas de transmisión lo cual induce a que el sistema eléctrico salga de su estado de estabilidad y puede causar que el suministro de energía eléctrica se vea interrumpido.

Este trabajo propone un algoritmo para la detección de oscilaciones de potencia basado en el análisis modal. El análisis modal se aplica a una matriz de varianza covarianza que está formada por una matriz de corrientes incrementales, las cuales son resultado de aplicar un filtro delta a las corrientes instantáneas medidas por los transformadores de corriente.

Los valores propios y factores de participación son los elementos con los cuales es posible detectar oscilaciones, fallas y con ello dar la orden para el bloqueo o desbloqueo del relevador de distancia y hacer un manejo adecuado de la apertura de líneas de transmisión.

Las pruebas realizadas para verificar el desempeño del algoritmo se efectuaron en el sistema IEEE de 39 buses, en el cual se aplicaron fallas simétricas y asimétricas en distintas ubicaciones de la línea de transmisión, además de fallas durante la presencia de oscilaciones de potencia.

Los resultados obtenidos muestran que el algoritmo tiene una buena efectividad debido a que es capaz de detectar y diferenciar las oscilaciones de potencia de las fallas de manera rápida.

Capítulo 1. Introducción

1. Introducción

La energía eléctrica actualmente es indispensable para la forma de vida que se tiene en todo el mundo, por lo cual, los sistemas eléctricos forman una parte muy importante del desarrollo de la humanidad. La necesidad de la energía eléctrica cada vez es mayor y es por eso que los sistemas eléctricos deben ser robustos para que puedan satisfacer las necesidades requeridas.

Los disturbios o eventos catalogados como contingencias, tales como fallas, conexión y desconexión de líneas y cargas, entre otros, pueden afectar el sistema eléctrico de potencia detonando la generación de oscilaciones de potencia, las cuales son nocivas, ya que limitan la transferencia de potencia en un sistema.

Debido a las necesidades actuales, los sistemas eléctricos deben ser muy confiables, una de las principales causas que puede ocasionar mayor conflicto en los sistemas eléctricos son las fallas en las líneas de transmisión, que son de los eventos más comunes que pueden ocurrir en los sistemas eléctricos debido a su exposición a las condiciones climatológicas y ambientales, su ocurrencia puede conducir a la apertura de líneas disminuyendo su capacidad de transmisión de potencia y puede conllevar a problemas de estabilidad.

Asimismo, los relevadores de distancia encargados de la protección en líneas de transmisión pueden verse afectados por los fenómenos oscilatorios, ya que, si no están equipados de algoritmos de discriminación de eventos pueden incurrir en la mala operación como producto de una falta en la clasificación del fenómeno, por ejemplo, identificar una oscilación como una falla; lo cual puede traer más problemas ya que se podría ocasionar la apertura de líneas de manera incorrecta.

Los relevadores de distancia pueden interpretar de manera incorrecta una oscilación de potencia y pueden considerarla como una falla debido a que la impedancia medida por el

relevador entra en la zona de operación de éste y por lo tanto esto puede llevar a una mala apertura de interruptores.

Los relevadores de distancia cuentan con funciones de bloqueo por oscilaciones de potencia, las cuales son capaces de detectar las oscilaciones y mantener el bloqueo del relevador [1].

Se puede presentar una falla mientras ocurre una oscilación de potencia y la función de bloqueo debe ser capaz de diferenciar entre estas y así desbloquear el relevador para poder realizar la apertura adecuada de los interruptores indicados.

Durante una oscilación de potencia el voltaje tiende a cero en el punto más grande de una oscilación [4], en ese momento la impedancia medida por el relevador es muy similar al valor que sería medido en una falla trifásica, por lo que uno de los desafíos para los métodos para la detección de oscilaciones es el de diferenciar entre una falla simétrica y una oscilación [3], se han propuesto distintos métodos para diferenciar una falla simétrica de una oscilación de potencia, los métodos más convencionales se basan en la medición de la tasa de cambio de la impedancia con el apoyo de temporizadores y la impedancia de secuencia cero, pero cuando se presenta una falla simétrica estos métodos pueden fallar [5]-[6] y debido a esto los relevadores deben contar con un método eficaz que pueda mantener bloqueado el relevador.

En este capítulo se da una presentación general del tema, así como los objetivos que se tienen planteados y los antecedentes generales acerca de la importancia del tema a tratar.

1.1 Estado del arte

Existen diferentes métodos para la detección de oscilaciones de potencia implementados en los relevadores de distancia [2]. La medición de impedancia aparente es el método más común en que se basan los algoritmos existentes, pero existen otros métodos novedosos que se describen brevemente, los cuales son los siguientes:

En la publicación “A comparative assessment of power swing detection techniques [5]”, se describe un comparativo entre distintos métodos para la detección de oscilaciones de

potencia. El autor concluye que las características concéntricas de impedancia no pueden detectar de manera rápida las oscilaciones, además no puede distinguir adecuadamente fallas simétricas. En el método basado en el voltaje del centro de la oscilación se tiene cierta dificultad para establecer un umbral para distinguir una falla de una oscilación. Otro método analizado en el artículo es el basado en el decremento de resistencia, este método es capaz de detectar oscilaciones de buena manera, aunque para detectar fallas trifásicas presenta un retraso de tiempo cumpliendo con el desbloqueo del relevador.

En [7], se describe un método para la detección de fallas simétricas durante oscilaciones, el cual se basa en la variación del coeficiente de la transformada rápida de Fourier de la componente fundamental de la potencia activa trifásica antes y después de presentarse una falla. Con la variación del coeficiente se establece un umbral con el cual es posible poder diferenciar la falla simétrica de una oscilación de potencia.

En [8], se describe un enfoque inicial para desbloquear relevadores de distancia durante las oscilaciones de potencia. El algoritmo se basa en los factores de participación extraídos de una matriz de varianza-covarianza, que se construye mediante corrientes incrementales después de que ocurre una falla.

En [9], se utilizaron ángulos de impedancia para discriminar las fallas por oscilación de potencia, siendo analizadas en un espacio tridimensional.

El trabajo en [10] abordó la oscilación de potencia derivando una expresión matemática que podría seguir la trayectoria del lugar de la impedancia en el dominio del tiempo.

Mientras que en [11], se derivan analíticamente las ecuaciones para resistencias y reactancias en función del tiempo. Dichas expresiones se validaron utilizando un simulador digital en tiempo real (RTDS) para la variación en el factor de potencia del sistema y la frecuencia de la oscilación de potencia.

1.2 Planteamiento del problema

El constante crecimiento de los sistemas eléctricos conlleva a que estos brinden cada vez una mayor confiabilidad y una parte muy importante para cumplirlo, son los dispositivos de protección.

Los dispositivos de protección deben cumplir con sus funciones de la mejor manera posible, porque errores en ellos pueden traer consigo problemas muy graves como la suspensión del servicio eléctrico a cientos, incluso miles de usuarios.

Los relevadores de distancia modernos cuentan con distintas funciones de protección [2], en ellos también se encuentran funciones para el bloqueo de oscilaciones de potencia y cada vez se trata de buscar la función que pueda funcionar de la mejor manera posible.

1.3 Hipótesis

Se puede desarrollar un algoritmo para la detección de oscilaciones de potencia únicamente con mediciones instantáneas de corriente.

El análisis modal puede ser utilizado para desarrollar un algoritmo para la detección de oscilaciones de potencia.

1.4 Objetivos de la tesis

1.4.1 Objetivo general

Desarrollar un algoritmo para la detección de oscilaciones de potencia basado en el análisis modal como una función adicional en los relevadores de distancia, esto con el propósito de evitar que exista la apertura de manera incorrecta de líneas de transmisión.

1.4.2 Objetivos específicos

Proponer un algoritmo que sea capaz de detectar de manera rápida y precisa una oscilación de potencia, si se presenta una falla durante una oscilación, también deberá diferenciar entre estas y enviar o no la señal de disparo para la apertura de interruptores.

1.5 Justificación

Los relevadores que cuentan con funciones de bloqueo de oscilaciones de potencia, principalmente se basan en la medición de la impedancia aparente, con este método basado en el análisis modal se busca dar otra alternativa que brinda la ventaja de poder identificar oscilaciones únicamente realizando mediciones de corriente.

1.6 Contribución

Los resultados obtenidos en este trabajo serán presentados en el siguiente artículo:

“Development of an algorithm for the detection of power oscillations in distance relays based on modal analysis” que será sometido a: 53th North American Power Symposium (NAPS), 2021.

Zamora-Mendez, A., Sotelo-Castañón, J., Paternina, M.R.A., Buendía, P., Torres, C., Toledo-Santos, C., Velasco, V., Zelaya-A, F. and Mejía-Ruiz, G.E., 2021. Two effective

methods for impedance estimation in distance relays based on the DC offset removal. Fue presentado en Electric Power Systems Research, 194, p.107102.

Capítulo 2. Protección y dinámica en sistemas eléctricos de potencia

2.1 Introducción

En este capítulo se hace una descripción de los fundamentos de las protecciones en los sistemas eléctricos de potencia, se describe el funcionamiento de la protección de distancia; además se hace una breve descripción de los fundamentos de la estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia y se explica como es el comportamiento de los relevadores de distancia durante las oscilaciones de potencia.

2.2 Sistema eléctrico de potencia

Un sistema eléctrico de potencia es un conjunto de elementos que tienen la finalidad de generar, transmitir y consumir energía eléctrica.

Los sistemas eléctricos de potencia están conformados por los siguientes elementos: generación, transmisión, distribución y cargas. En los sistemas se encuentran múltiples plantas generadoras donde se transforma energía de diferentes formas a energía eléctrica, para transportar esta energía hacia las cargas, se hace mediante líneas de transmisión y distribución, las cuales transportan grandes cantidades de energía y también permiten interconectar distintos sistemas eléctricos.

En la figura 2.1 se muestra un diagrama representando los elementos que conforman los sistemas eléctricos.

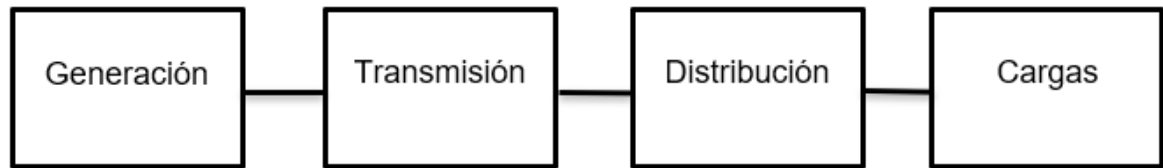


Figura 2.1 Elementos que conforman los sistemas eléctricos.

El abastecimiento de la energía eléctrica debe darse cumpliendo ciertos factores de calidad, los principales factores son:

Continuidad del servicio

En la actualidad la utilización de la energía es indispensable, si se interrumpe el servicio de energía puede llevar a causar grandes pérdidas económicas. Para dar seguridad de continuidad de servicio se llevan a cabo ciertas precauciones:

Se debe tener reserva de generación porque en caso de salida de servicio de alguna planta generadora se debe cubrir la potencia requerida.

Se debe disponer de protecciones adecuadas para que cuando se presente una perturbación o anomalía en el sistema, estas puedan actuar de la mejor manera posible para evitar daños mayores.

Control de voltaje

Los equipos eléctricos y electrónicos están diseñados para operar a voltajes determinados, variaciones en el voltaje llegan a provocar que su vida útil se vea disminuida y por lo mismo también representa pérdidas económicas.

Control de la frecuencia

En México los sistemas eléctricos operan a una frecuencia de 60 Hz, variaciones en la frecuencia afectan principalmente a cargas constituidas por motores eléctricos.

Las variaciones de frecuencia provocan desviaciones de los ejes de las turbinas de los generadores, esto trae consigo que disminuya la vida útil de estos, por lo cual se debe tener un control adecuado para mantener la frecuencia de la red.

2.3 Protección de sistemas eléctricos

En los sistemas eléctricos se presentan perturbaciones, estas pueden ser ocasionadas por cambios aleatorios en las cargas, fallas creadas por la naturaleza y también se pueden dar como resultado de fallas de los equipos o de los operadores [12].

La función de las protecciones en los sistemas eléctricos es la de retirar el elemento donde se presenta una anomalía con la mayor rapidez posible, esto no protege al elemento en cuestión, pero con esto se evita que dicha anomalía provoque daños a otros elementos y con ello proteger el sistema eléctrico en general para que, en caso de haber suspendido el servicio, este se reanude en el menor tiempo posible.

2.4 Características de las protecciones

Confiabilidad, sensibilidad, selectividad y velocidad son las características principales con las que un sistema de protección debe cumplir.

Selectividad: los sistemas de protección son diseñados para cubrir zonas específicas, esto significa que las protecciones deben actuar únicamente cuando se presente alguna anomalía dentro de la zona indicada.

Confiabilidad: un sistema de protección debe brindar la seguridad de que la protección adecuada debe actuar en el momento en que se presente una anomalía, se debe evitar que las protecciones operen de manera incorrecta o que también operen fuera de su zona de protección.

Velocidad: cuando se presente una anomalía en el sistema eléctrico, tal como una falla, la protección debe identificar lo más pronto posible el fenómeno que se haya presentado para así operar rápidamente los equipos que se encargarán de aislar la falla.

2.5 Zonas de protección

Los relevadores no deben operar por fallas para los que no están diseñados, las regiones que deben abarcar las protecciones se denominan zonas de protección.

Los relevadores se consideran que son seguros solo si responden a fallas dentro de su zona de protección. Los relevadores de distancia tienen varias entradas de los transformadores de corriente (TCs) y transformadores de potencial (TPs), los TCs son los que delimitan las zonas de protección.

Los TCs y TPs proporcionan una ventana a través de la cual pueden ver el sistema eléctrico dentro de la zona de protección. Mientras los TCs y TPs proporcionan la capacidad de detectar fallas dentro de la zona de protección, los Interruptores proporcionan la capacidad de aislar la falla desconectando todos los equipos del sistema de potencia dentro de la zona. De este modo los límites de las zonas son definidos por los TCs y TPs y los Interruptores.

Para poder cubrir todos los equipos de potencia mediante sistemas de protección, las zonas de protección deben cumplir con los siguientes requerimientos [12]:

- Todos los elementos del sistema de potencia deben ser cubiertos por al menos una zona. Una buena práctica para proteger los elementos más importantes es incluir a dichos elementos por dos zonas de protección.
- Las zonas de protección deben superponerse para evitar que algún elemento quede desprotegido. Si las zonas no se superponen, el límite entre zonas puede quedar sin protección, por lo que la superposición debe ser adecuado para que se reduzca la probabilidad de que se produzca una falla dentro de la región de superposición sea mínima.

2.6 Protección de distancia

El principio fundamental de los relevadores de distancia se basa en la medición de la impedancia aparente, donde el relevador mediante mediciones de voltaje y corriente responde a la impedancia entre la terminal del relevador y la ubicación de falla, esto es debido a que es proporcional la distancia que hay entre la ubicación del relevador y la ubicación de la falla. Los relevadores calculan la impedancia aparente desde los voltajes y corrientes medidos en la ubicación del relevador: el cálculo se hace de la manera siguiente:

$$Z = \frac{V}{I} \quad (2.6)$$

Durante la operación normal de un sistema de potencia, la impedancia aparente medida por el relevador es grande, mientras que durante una condición de falla la impedancia aparente es pequeña. Para discriminar entre el estado normal y una condición de falla son utilizadas las zonas de protección. Si la impedancia aparente vista por el relevador se encuentra fuera de la zona de operación del relevador no operará; mientras que cuando la impedancia se encuentre dentro de la zona de operación del relevador este deberá actuar para aislar la falla [13].

En la figura 2.2, se muestra un sistema el cual está conformado por un generador y una carga \bar{Z}_{load} que está conectada a través de una línea de transmisión, la línea se encuentra protegida por los relevadores R1 y R2.

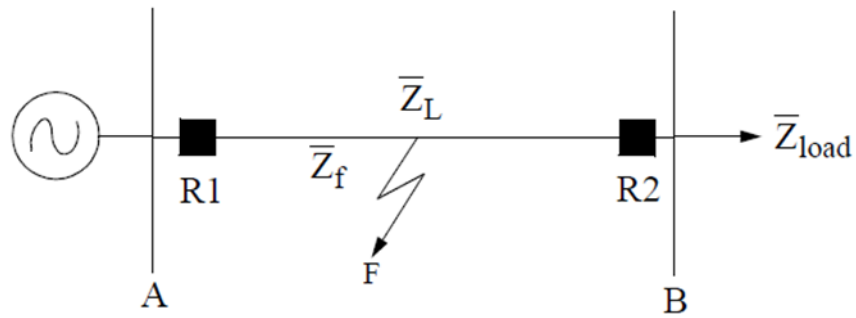


Figura 2.2 Protección de línea con relevadores de distancia R1 y R2. \bar{Z}_L es la impedancia total de la línea, \bar{Z}_{load} es la impedancia de la carga y \bar{Z}_F es la impedancia entre el relevador y el punto donde se presenta una falla.

Durante la operación normal del sistema, la impedancia vista por R1 es aproximadamente la impedancia de la carga \bar{Z}_{load} , por lo que la impedancia aparente se encuentra fuera de la zona de operación del relevador.

Cuando se presenta una falla en el sistema, la impedancia medida por el relevador es menor y si esta se encuentra dentro de la zona de operación el relevador opera para liberar la falla. En la figura 2.3. se muestra la operación del relevador R1 de la figura 2.2. cuando se encuentra el estado normal del sistema y cuando se presenta una falla en este.

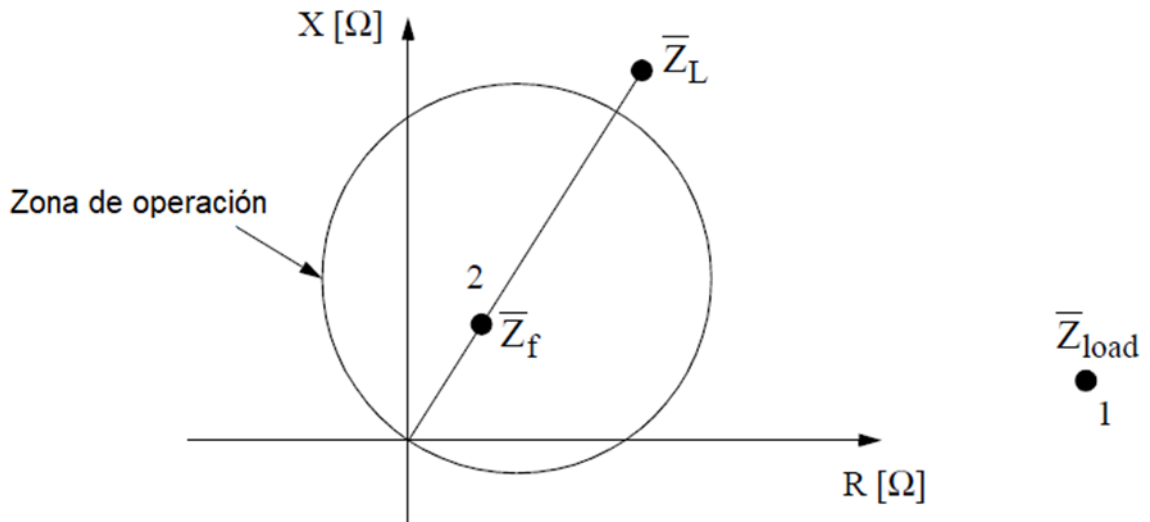


Figura 2.3 Diagrama RX de relevador R1 en la figura 2.2. La indicación 1 se refiere al estado normal del sistema y 2 cuando se presenta una falla.

Debido a variaciones que se presentan en los parámetros de las líneas de transmisión como, por ejemplo, variaciones en la impedancia de la línea debido a las temperaturas exteriores y/o la tensión de polarización que puede llegar a distorsionarse [13], la línea mostrada en la figura 2.2 no queda cubierta completamente por la zona de operación de R1, ya que puede llevar a cabo la operación indeseada del relevador para fallas que se presenten detrás de la terminal B.

Generalmente la primera zona de protección cubre el 80% de la línea de transmisión, para asegurar la eliminación de fallas a lo largo de toda la línea se establecen ciertas zonas adicionales.

En la figura 2.4 se muestran 3 líneas subsecuentes, para la línea entre el Bus A y el Bus B se encuentra el relevador R1, el cual se encargará de la protección de la línea, la zona de protección se ajusta aproximadamente al 80% de la línea a partir de R1, para poder cubrir el 20% restante de la línea se implementa la zona 2 de protección, la cual cubrirá el restante de la línea y adicional comprende un 20% de la línea siguiente entre la terminal B y C. Si se presenta una falla en la línea entre la terminal B la terminal C, puede observarse que dicha falla se encuentra dentro de la zona de operación 2 para el relevador R1 y la zona 1 para el relevador R3, y, por lo tanto, R1 y R3 tienen la opción para operar, por lo que para evitar disparos incorrectos se le da prioridad a R3 y se le da un retraso de tiempo a la zona 2 del relevador R1.

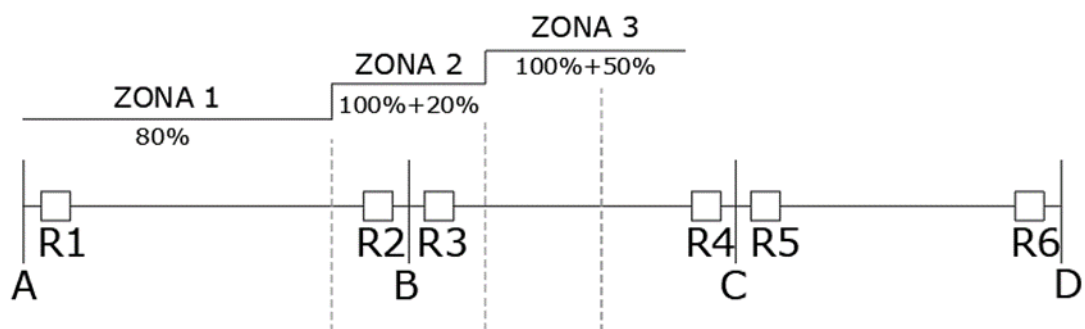


Figura 2.4 Zonas de operación de la protección de distancia

Adicionalmente, se utiliza una zona de ajuste 3, la cual tiene una función de respaldo para que en caso de algún problema que le impida operar a los otros relevadores este pueda cumplir la función del relevador que presente una avería. El ajuste que se le da a la zona 3 es aproximadamente del 50% de la línea adyacente.

Una falla a la mitad de la línea entre la terminal B y la terminal C será vista por la zona 3 del relevador R1, y la zona 1 de R2, si el relevador R3 no funciona, R1 operará como protección de respaldo, por lo que la zona R3 debe contar con un retraso de tiempo por si se presenta una falla en el relevador.

Los relevadores de distancia se pueden clasificar con base en la forma de sus zonas de operación, se reconocen cuatro tipos principalmente: relevadores de impedancia, relevadores tipo Mho, relevadores de reactancia y relevadores poligonales.

2.7 Introducción a la estabilidad

Las perturbaciones que se presentan en los sistemas eléctricos pueden llevar a que se pierda el sincronismo entre grupos de generadores. Cuando los generadores se encuentran en distintas zonas y se pierde su sincronismo, estas deben separarse de manera rápida para evitar que los equipos sufran daños y que haya desconexión de cargas y que el suministro de energía sea interrumpido.

La estabilidad en un sistema eléctrico de potencia se puede definir como la propiedad que tiene un sistema de potencia para permanecer en un estado de equilibrio en condiciones normales de operación y recuperar su estado de equilibrio después de haberse presentado una perturbación [15].

Los sistemas eléctricos en condiciones de estado estable operan muy cercanos de su frecuencia nominal. En las condiciones de estado estable hay una relación muy importante, el equilibrio entre el par mecánico de entrada y el par eléctrico de la salida. Las máquinas síncronas que están conectadas en un sistema de potencia operan a una misma velocidad constante. Si se presenta una perturbación en el sistema, el equilibrio que hay entre los

pares mencionados se altera, causando que se presenten aceleraciones y desaceleraciones de los rotores de las máquinas síncronas.

Cuando un generador síncrono tiene una velocidad mayor que otro, la posición angular de su rotor avanzará con respecto al generador más lento. La diferencia angular que resulta trae como consecuencia que se transfiera una parte de la carga de la máquina con menor velocidad a la que tenga mayor velocidad.

Esto significa que la posición angular está completamente relacionada con la transferencia de la potencia, entre mayor sea el desplazamiento de la posición angular, la transferencia de potencia se verá reducida. Esta separación angular deriva que se conduzca a la inestabilidad del sistema debido al desequilibrio entre los pares de entrada y de salida de los generadores síncronos.

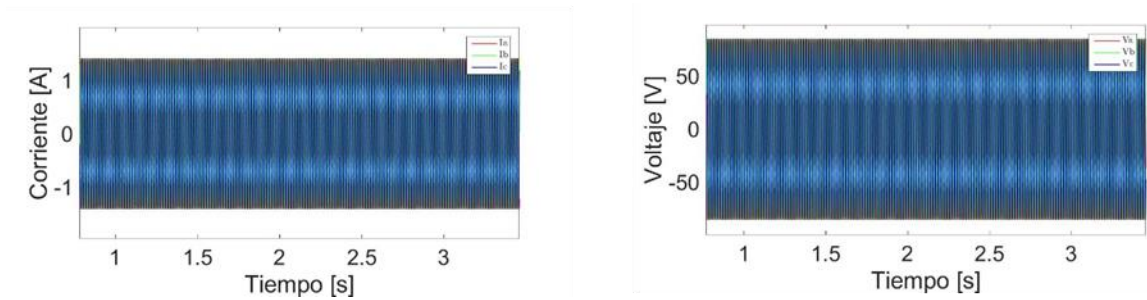
2.8 Oscilaciones de potencia

Los cambios en los sistemas eléctricos en la potencia generada, demanda de la carga o la red de líneas de transmisión causan que el flujo de potencia cambie a través del sistema hasta que se establezca un nuevo equilibrio entre la generación y la carga. Los cambios se generan de manera continua y se reestablecen automáticamente mediante sistemas de control y esto no debe afectar a los sistemas de protección.

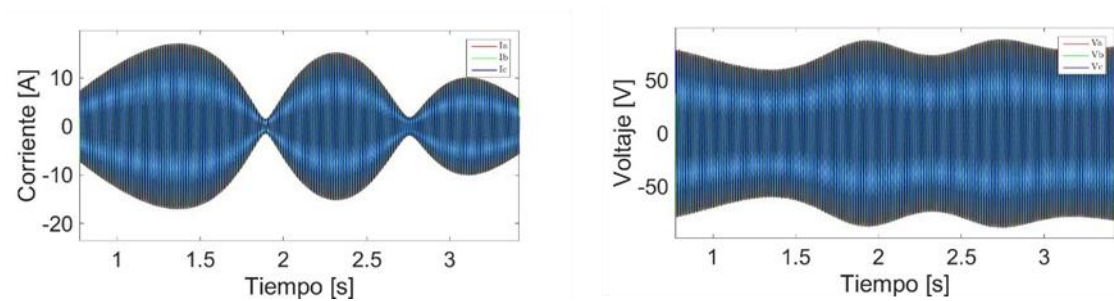
Fallas en los sistemas de potencia, apertura de líneas, desconexión en la generación y pérdidas de bloques de carga generan cambios repentinos en la potencia eléctrica. Estas perturbaciones provocan que se presenten oscilaciones en los ángulos del rotor de las máquinas y esto trae consigo que haya cambios severos en los flujos de potencia.

Las oscilaciones de potencia son eventos que generan variaciones en los flujos de potencia debido a que hay perturbaciones en los ángulos entre los rotores de los generadores y esto se representa en variaciones en los voltajes y corrientes [16].

En la figura 2.5 (a), se muestran señales de voltaje y corriente de un sistema cuando se encuentra en su estado estable y en la figura 2.5 (b) cuando se presenta una oscilación de potencia.



a) Estado estable



b) Oscilación de potencia

Figura 2.5 Voltajes y corrientes trifásicas durante: a) Estado estable. b) Oscilación de potencia

Las oscilaciones pueden clasificarse como oscilaciones estables y oscilaciones inestables con base en la respuesta del sistema ante alguna perturbación.

Las oscilaciones estables son perturbaciones que se amortiguan hasta llegar a un punto donde el sistema regresa a su equilibrio. En cambio, las oscilaciones inestables provocan fluctuaciones considerables de voltajes y corrientes que pueden llevar a que en el sistema se presente la pérdida de sincronismo.

En este trabajo las oscilaciones con las cuales se llevarán a cabo las pruebas necesarias para la presentación del algoritmo son las oscilaciones estables debido a que estos fenómenos son más propensos a presentarse debido a que es común que en el sistema se presenten contingencias no muy significativas pero que generan oscilaciones que se irán amortiguando, por lo cual es de suma importancia el algoritmo para el bloqueo del relevador.

2.9 Métodos para el bloqueo de oscilaciones

Debido a perturbaciones que se puedan presentar en los sistemas de potencia y como consecuencia, los relevadores operen de manera incorrecta, los relevadores en la actualidad deben tener integradas funciones de bloqueo por oscilaciones de potencia.

La función de bloqueo en los relevadores de distancia es de suma importancia, por lo que dicha función debe ser capaz de detectar y diferenciar entre fallas en el sistema y oscilaciones de potencia para bloquear o desbloquear la operación del relevador y evitar hacer aperturas erróneas de líneas de transmisión lo cual llevaría a que se presenten más oscilaciones en los sistemas y también se afecten otros relevadores.

Como se ha mencionado, se han propuesto distintos métodos para la detección de oscilaciones de potencia, a continuación, se presentan algunos de los métodos con los que cuentan los relevadores actualmente.

2.9.1. Métodos utilizando blinders

En condiciones normales de operación de los relevadores de distancia, la impedancia medida por el relevador corresponde a la impedancia de la carga, por lo que esta se encuentra a una distancia lejana del plano RX. Cuando se presenta una falla en el sistema, la impedancia medida se desplaza desde la impedancia de la carga hasta donde corresponde la impedancia de la falla, cuando se presenta una oscilación el desplazamiento de la impedancia se hace de manera lenta.

Este método se basa en el tiempo en que se desplaza la impedancia vista por el relevador cuando ocurre una falla. Para poder determinar el bloqueo o desbloqueo, se colocan unas características de impedancias llamadas blinders.

Se establecen un par de blinders concéntricos a las zonas de operación además de establecer temporizadores para determinar si la perturbación que se ha presentado se trata de una falla o una oscilación [15].

Cuando la impedancia vista por el relevador atraviesa el blinder externo, se activa el temporizador con un tiempo establecido previamente y si la impedancia atraviesa el blinder interno antes de que finalice el tiempo establecido, el relevador clasificará la perturbación como falla y permitirá que el bloqueo del relevador permanezca inhabilitado, en cambio, si la impedancia atraviesa los dos blinders fuera del tiempo establecido por el temporizador, el relevador determina que se está presentando una oscilación de potencia y permanecerá bloqueado el relevador.

La desventaja de este método se debe a que es complejo determinar los tiempos necesarios para establecer los temporizadores.

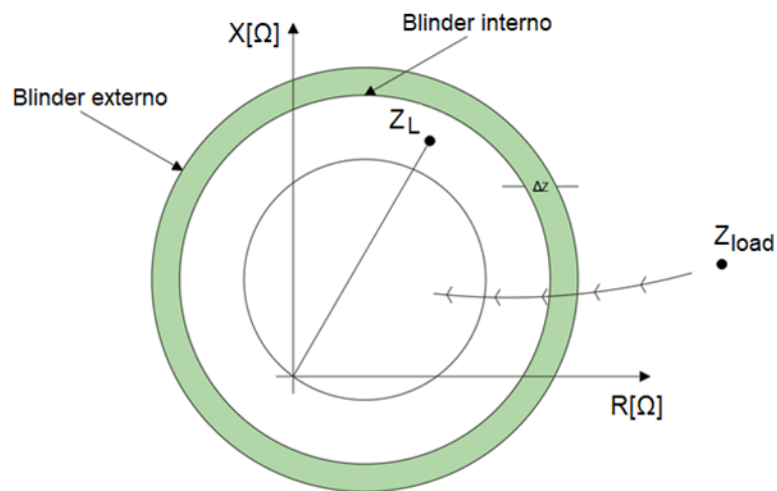


Figura 2.6 Blinders

2.9.2 Métodos utilizando características concéntricas (característica mho)

La característica mho es un círculo que cruza por el origen del plano de impedancia RX, este tipo de relevador es direccional debido a que detecta fallas en una sola dirección.

Este método se basa en la medición de la impedancia vista desde los relevadores, la impedancia de la carga en estado normal del sistema se encuentra alejada al origen del plano RX, cuando se presenta alguna perturbación, la impedancia de la carga se desplaza hasta el plano.

Se establece un círculo concéntrico al origen del plano RX, cuando se está desplazando la impedancia hacia al círculo y ésta la atraviesa entran en funcionamiento los distintos algoritmos para la detección de oscilaciones, si se presenta una falla, el desplazamiento es de manera rápida y por el contrario si es una oscilación el desplazamiento es de manera lenta, por lo que el algoritmo debe ser capaz de detectar el fenómeno cuando se atraviesa la característica concéntrica.

Capítulo 3. Algoritmo para la detección de oscilaciones de potencia

3.1 Introducción

En este capítulo se describe el algoritmo para la detección de oscilaciones de potencia basado en el análisis modal que puede ser incorporado como una función adicional en los relevadores de distancia.

Se realiza una descripción de cada una de las etapas y de la lógica de operación del algoritmo.

3.2 Análisis modal

El comportamiento de un sistema dinámico, tal como un sistema eléctrico de potencia, puede ser descrito por un cierto número de ecuaciones diferenciales de primer orden como se describe a continuación [15]:

$$\dot{x}_i = x_i (x_i , x_i , \dots , x_i ; u_i , u_i , \dots , u_r ; t) \quad i = 1, 2 , \dots , n \quad (3.1)$$

Donde n es el orden del sistema y r es el número de entradas. La ecuación 3.1 se puede describir por medio de la siguiente notación vectorial:

$$\dot{x} = f (x , u , t) \quad (3.2)$$

donde:

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad u = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ u_n \end{bmatrix} \quad f = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \vdots \\ f_n \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

El vector x representa los vectores de estado y el vector u son las entradas del sistema que influyen en el funcionamiento del sistema, si las derivadas de las variables de estado no son función explícita del tiempo, el sistema es autónomo y por lo tanto (3.2) queda de la siguiente manera:

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (3.4)$$

El estado de un sistema representa información sobre el sistema en cualquier momento del tiempo y que es necesario para que en el futuro su comportamiento pueda determinarse sin referencia a la entrada.

El estado de un sistema puede describirse utilizando cualquier conjunto de variables linealmente independientes, estas variables son variables de estado, además junto con las entradas brindan una descripción completa del comportamiento del sistema.

La ecuación (3.3) de forma linealizada queda de la siguiente manera:

$$\Delta\dot{x} = A\Delta x + B\Delta u \quad (3.5)$$

Donde:

Δx es el vector de estado de dimensión n .

Δu es el vector de entrada de dimensión n .

A es la matriz de estado de $m \times n$.

B es la matriz de entrada de $n \times r$.

Valores Propios

Los valores propios están dados por el número real λ para el cual no existen soluciones no triviales de la siguiente ecuación:

$$A\Phi = \lambda\Phi \quad (3.6)$$

Donde:

A es una matriz de nxn

Φ es un vector de nx1

Para encontrar los valores propios se obtienen de la siguiente ecuación:

$$\det(A - \lambda I) = 0 \quad (3.7)$$

De (anterior) las n soluciones de $\lambda = \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$ son los valores propios de A.

Vectores Propios

Para los valores λ_i el vector Φ_i que satisface (3.6) es llamado vector propio derecho. Por lo cual tenemos:

$$A\Phi_i = \lambda_i\phi_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.8)$$

El vector propio derecho Φ_i puede expresarse de la siguiente forma matricial:

$$\Phi_i = \begin{bmatrix} \Phi_{1i} \\ \Phi_{2i} \\ \vdots \\ \Phi_{ni} \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Del mismo modo el vector ψ_i que satisface la siguiente ecuación:

$$\psi_i A = \lambda_i \psi_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.10)$$

Es llamado vector propio izquierdo asociado con el valor propio λ_i .

Los vectores propios izquierdos y derechos corresponden a un mismo valor propio por lo que:

$$\psi_i \Phi_i = 1 \quad (3.11)$$

Factores de participación

Para obtener una relación entre los vectores propios se propone una matriz de participación, la cual combina los vectores propios izquierdos y derechos:

$$P = [P_1 \quad P_2 \quad \dots \quad P_n] \quad (3.12)$$

Los factores de participación determinan la participación relativa entre sus variables, lo que brinda que se establezca la medida de asociación entre estas.

3.3 Algoritmo

El análisis modal es aplicado a una matriz de varianza-covarianza, la cual está formada por las corrientes incrementales que fueron obtenidas aplicando el filtro delta a las corrientes derivadas de la medición de los transformadores de corriente instalados sobre la línea a proteger.

Con los valores propios resultantes de la matriz de varianza-covarianza es posible diferenciar el estado estable de algún cambio en el sistema debido a alguna perturbación, cuando el algoritmo detecta cambios en el estado del sistema se hará notar en los valores propios y será posible identificar si ha ocurrido una perturbación como alguna oscilación o cierto tipo de falla.

El algoritmo además de detectar las oscilaciones y mantener bloqueado el relevador, clasifica el tipo de falla que se presente en el sistema.

Cuando el algoritmo detecta una falla después de haber ocurrido una oscilación, elimina el bloqueo del relevador y manda la señal de disparo para la apertura de interruptores y con ello evitar que la falla se propague y cause el menor daño posible al sistema.

En la figura 3.1, se muestra el diagrama de flujo que representa el algoritmo de manera general y que en las secciones posteriores se hará una descripción más detallada paso a paso.

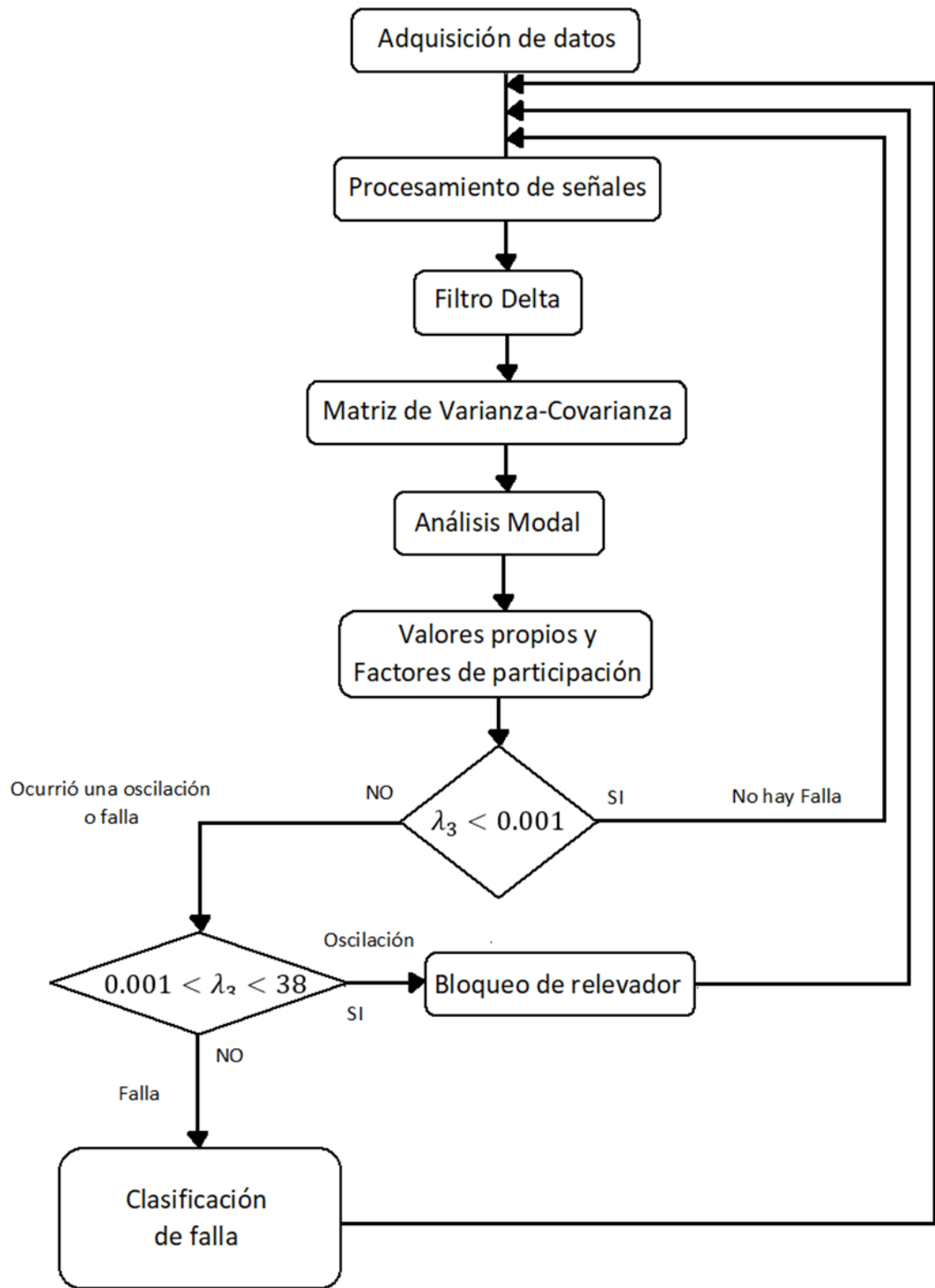


Figura 3.1 Representación del algoritmo mediante diagrama de flujo

3.3.1. Señales de entrada

El algoritmo se basa únicamente en señales instantáneas de corriente, esto es debido a que la corriente permite diferenciar de mejor manera la condición estable de la condición de falla. Las señales se obtienen del lado secundario de los transformadores de corriente (TCs) y estas son las señales que se almacenan para que entre en función el algoritmo.

En DigSilent se hace una simulación de transitorios electromagnéticos, las mediciones son enviadas cada 20 ms a Matlab y ahí es en donde se da comienzo al algoritmo para que decida el bloqueo o desbloqueo del relevador.

La frecuencia eléctrica del sistema eléctrico es de 60 Hz, DigSilent envía 200 muestras cada 20 ms a Matlab, por lo que un ciclo completo está formado por 166 muestras, estas muestras son almacenadas en una matriz de 166 filas y 3 columnas y esta matriz se va actualizando a través de una ventana deslizante.

3.3.2 Señales incrementales

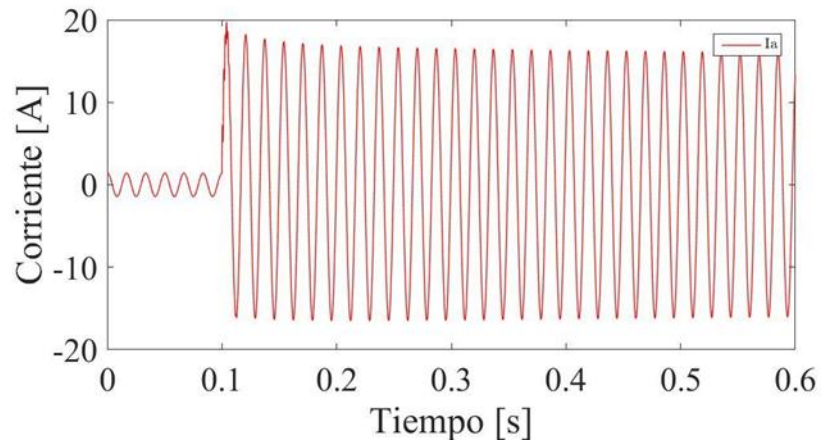
Para poder diferenciar entre el estado estable y el estado de condición de falla se hace uso del filtro delta, con el cual obtenemos las llamadas señales incrementales.

El filtro delta resta a las señales instantáneas las mismas señales, pero retrasadas un cierto número de veces [16], en el caso de este algoritmo la resta es de un ciclo completo de las señales, el filtro se representa por la ecuación (3.13).

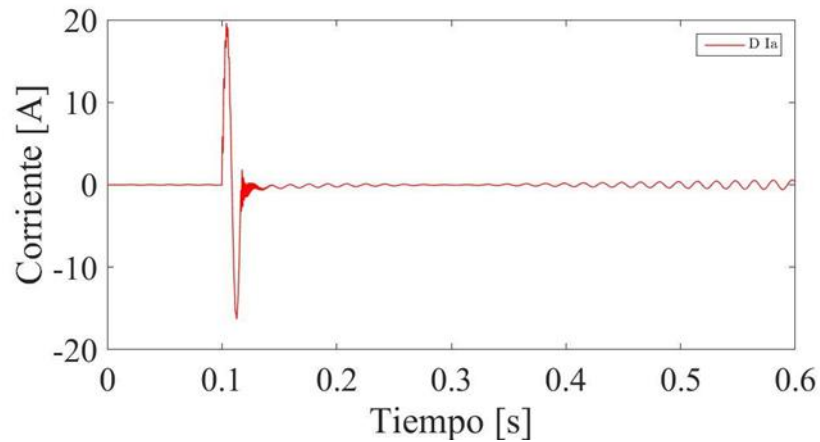
$$\Delta i_{abc}(t) = i_{abc}(t) - i_{abc}(t - N) \quad (3.13)$$

El filtro delta se va actualizando con la ventana deslizante que se mencionó anteriormente, por lo cual, para que el algoritmo empiece a trabajar, tiene que esperar un ciclo completo y cuando se toma la muestra número 167 el filtro delta entra en funcionamiento y las corrientes incrementales se comienzan a almacenar en la matriz de varianza covarianza que será descrita más adelante.

En la figura 3.2(a) se muestra un ejemplo de cuando se presenta una falla en la línea Line 09-39 en el sistema IEEE 39 barras, el cual será descrito más adelante y será el sistema donde se realizarán las pruebas para la evaluación del algoritmo, se puede observar que transcurridos 0.1[s] se presenta una falla permanente. En 3.2(b) se muestra la respuesta obtenida del filtro delta, como se observa en la gráfica cuando se sustrae la señal actual con la señal retrasada antes de que se presente la falla la resta tiende a cero, esto también ocurre después de la falla, pero en el instante en que se da dicha falla gracias al filtro delta es posible detectar cambios que se presenten en el sistema y con ello identificar que ha ocurrido una perturbación.



(a) Señal instantánea



(b) Señal incremental

Figura 3.2 a) Corriente de la fase a durante falla (señal instantánea). b) Corriente de la fase a durante falla (señal incremental).

3.3.3 Matriz de varianza - covarianza

La varianza es una medida de dispersión de los valores de una variable con respecto a su media aritmética, si la varianza es alta significa que existe una gran dispersión de datos y esto indica que los datos se encuentran alejados de la media aritmética.

La varianza se define por la siguiente ecuación:

$$\sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n} \quad (3.14)$$

La covarianza es una medida de la asociación lineal que hay entre dos variables, lo cual, esta medida puede indicar si los valores están relacionados entre sí.

La covarianza se define por:

$$\sigma_{xy} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{n} \quad (3.15)$$

La matriz de varianza–covarianza está formada por las corrientes incrementales obtenidas del filtro delta, en ella se almacenan las varianzas de todas las corrientes en la diagonal principal de la matriz y en los elementos que se encuentran fuera de la diagonal principal se almacenan las covarianzas de todos los pares posibles de corrientes. La matriz de varianza - covarianza está dada por (4.2).

$$\Sigma = \begin{bmatrix} \text{var}(\Delta i_a) & \text{cov}(\Delta i_a, \Delta i_b) & \text{cov}(\Delta i_b, \Delta i_c) \\ \text{cov}(\Delta i_b, \Delta i_a) & \text{var}(\Delta i_b) & \text{cov}(\Delta i_b, \Delta i_c) \\ \text{cov}(\Delta i_c, \Delta i_a) & \text{cov}(\Delta i_c, \Delta i_b) & \text{var}(\Delta i_c) \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

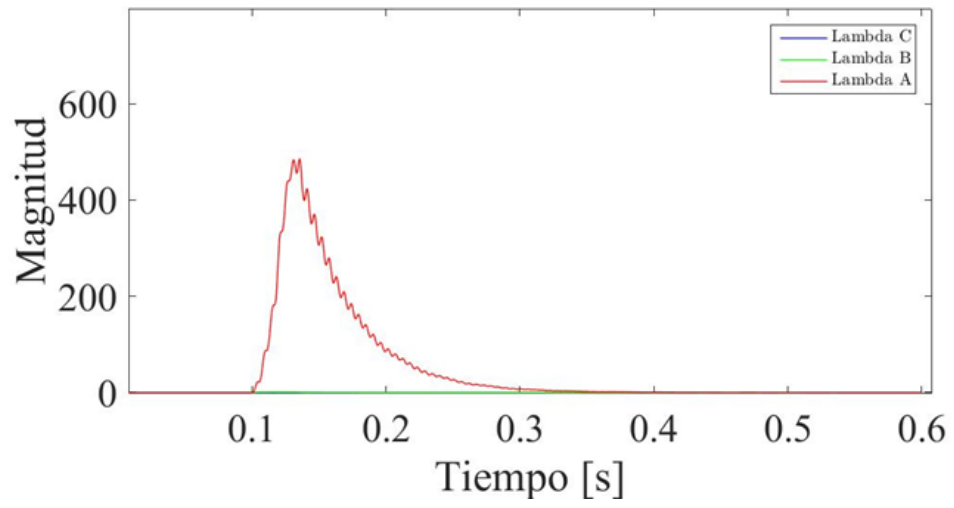
Obteniendo los valores propios de la matriz de varianza – covarianza podemos determinar las relaciones entre todos los pares de corrientes y con ello establecer rangos para identificar oscilaciones y distintos tipos de fallas.

3.3.4 Lógica de operación del algoritmo

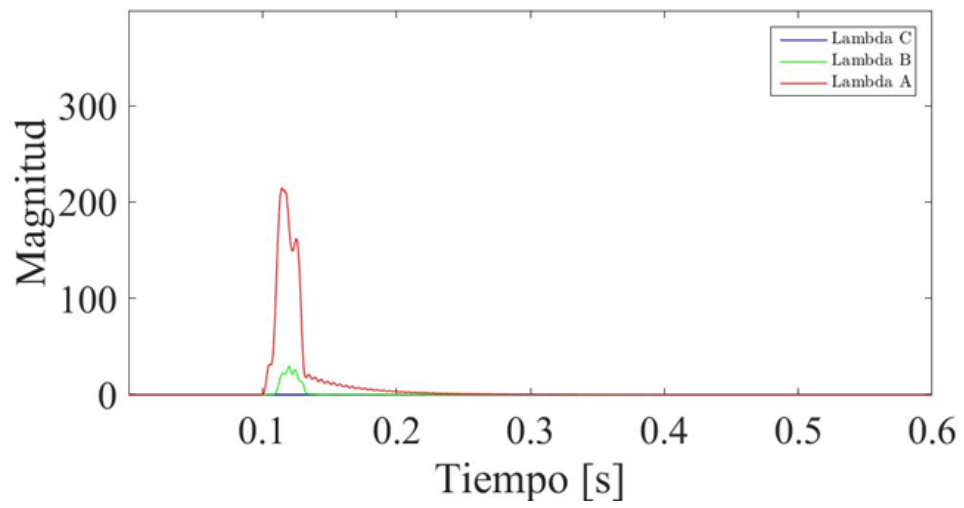
Para la toma de decisión de bloqueo o desbloqueo del relevador, el algoritmo se basa en el comportamiento de los valores propios resultados de la matriz de varianza-covarianza y en los factores de participación.

Para que el algoritmo pueda detectar cuando en el sistema se presenta una condición de falla u oscilación de potencia se establecieron rangos en los valores propios.

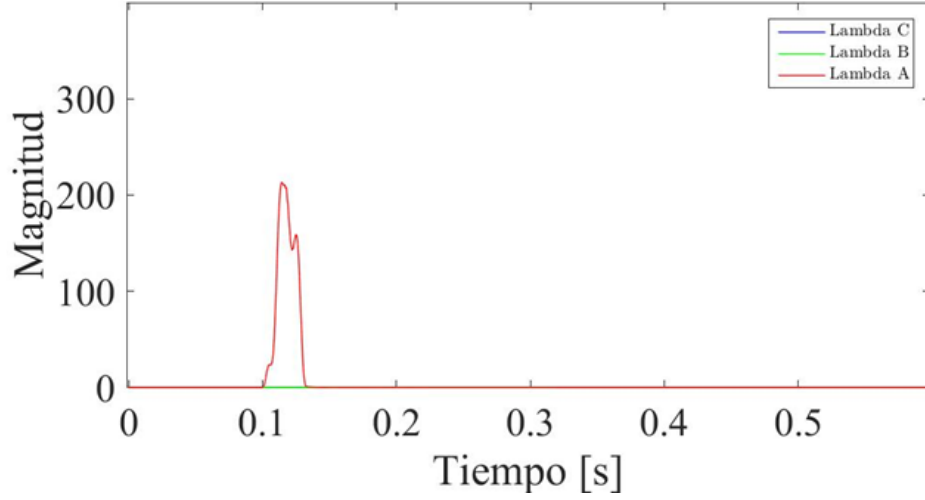
En las figuras 3.3 (a)-(d), se muestra comportamiento de los valores propios para las fallas monofásicas, bifásica a tierra, bifásica y trifásica realizadas en la línea Line 01-39 del sistema IEEE 39 barras; cuyas formas de los valores propios se presentan con diferente magnitud a lo largo de la línea de transmisión:



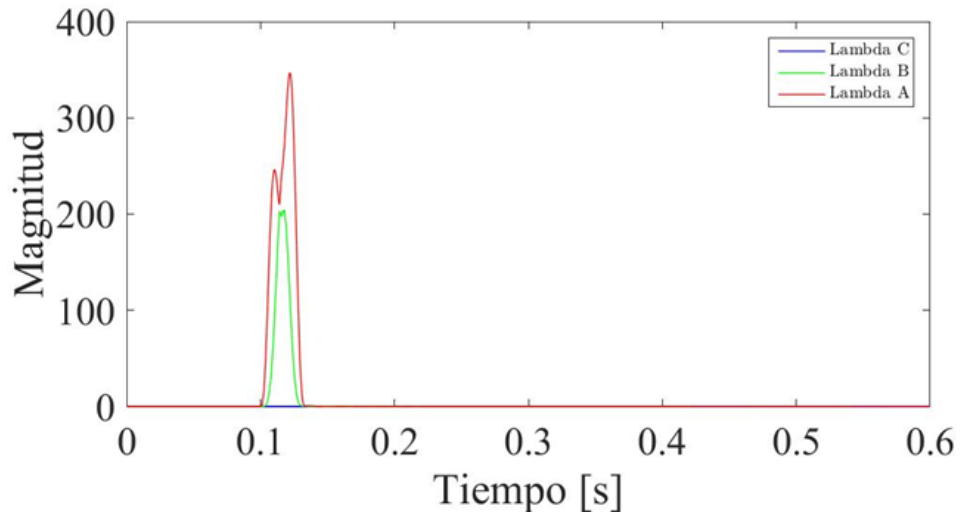
(a) Monofásica



(b) Bifásica a tierra



(c) Bifásica

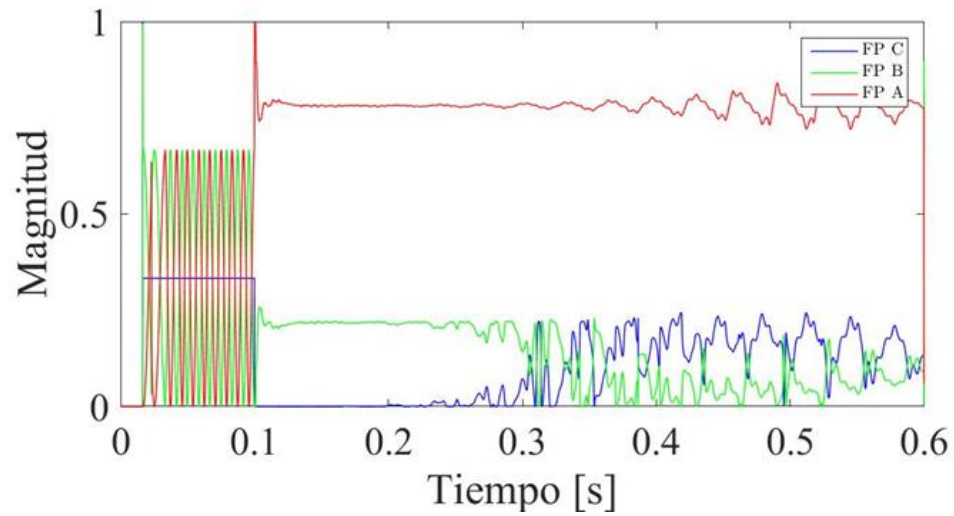


(d) Trifásica

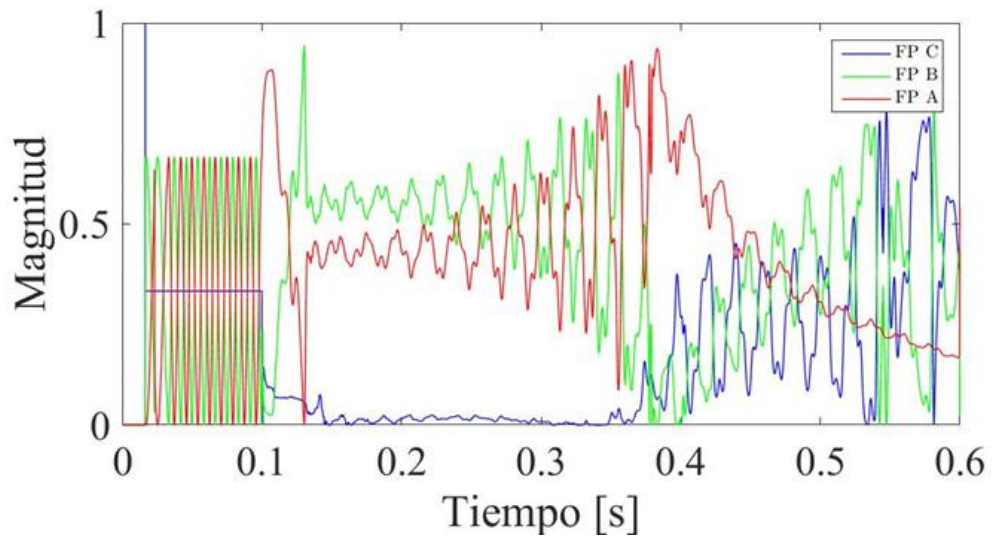
Figura 3.3 Valores propios durante condición de falla. (a) Monofásica. (b) Bifásica a tierra. (c) Bifásica. (d) Trifásica.

En la figura 3.4, se muestran los factores de participación para falla monofásica, bifásica a tierra, bifásica y trifásica en la línea Line 01-39 del sistema IEEE 39 barras, en estos casos se muestra el comportamiento de los factores de participación cuando ocurre una falla al

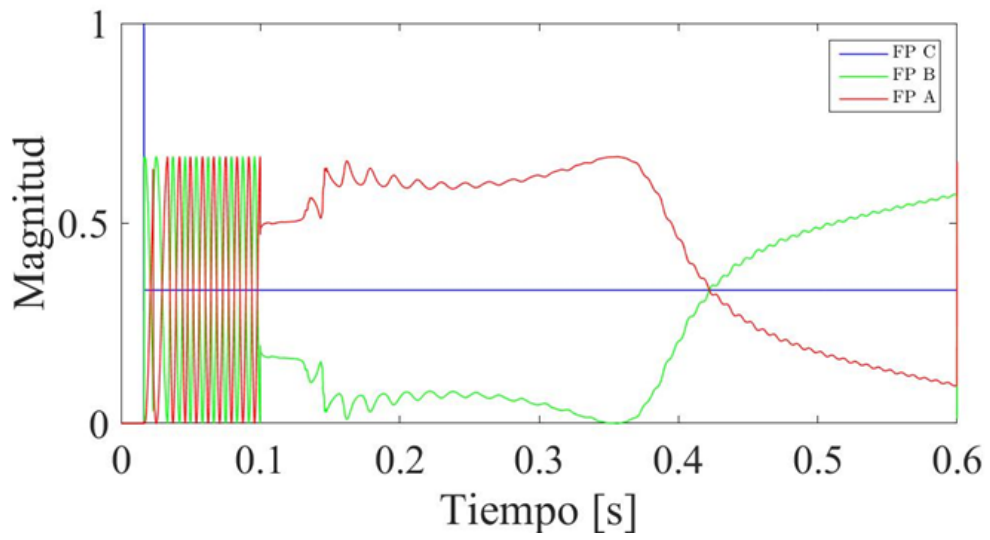
50% de la línea, se simularon distintos tipos de falla para diferentes zonas de la línea y se observó que para cada falla el comportamiento de los valores propios y factores de participación la forma de estos es muy similar.



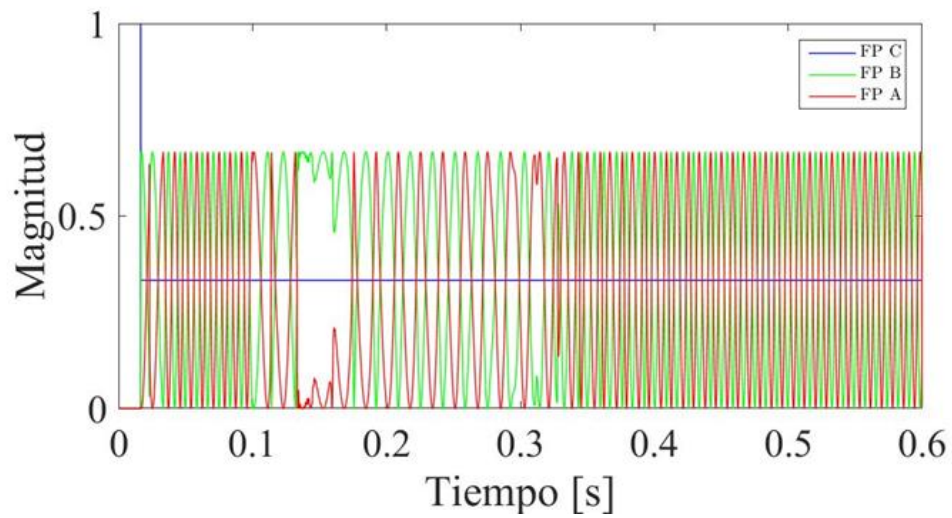
a) Monofásica



(b) Bifásica a Tierra



(c) Bifásica



(d) Trifásica

Figura 3.4 Factores de participación durante condición de falla. a) Monofásica. b) Bifásica a tierra. c) Bifásica. d) Trifásica

Después de múltiples pruebas, distintos tipos de fallas en diferentes zonas de la línea, se establecieron los siguientes rangos de los valores propios para detectar oscilaciones, fallas y clasificar estas.

Para la detección de oscilaciones y la detección de fallas, el algoritmo se basa en los valores propios L3, a continuación, se muestran los rangos establecidos luego de múltiples pruebas realizadas en el sistema IEEE 39 barras:

Tabla 3.1 Rangos de valores propios para la detección de fallas y oscilaciones de potencia.

Descripción	Rango
Detección de oscilaciones	$0.001 < L3 < 38$
Detección de fallas	$L3 > 38$
No hay falla	$L3 < 0.001$

Para la clasificación de fallas el algoritmo se basa en los factores de participación, para determinar los rangos se realizaron las fallas en diferentes zonas de la línea. Los rangos obtenidos se muestran a continuación:

Tabla 3.2. Rangos de factores de participación para la detección de fallas y oscilaciones de potencia.

Falla	Rango FP1	Rango FP2	Rango FP3
Falla monofásica	$FP1 < 0.005$	$FP2 < 0.7$	$FP3 > 0.7$
Falla bifásica a tierra	$0.15 < FP1 < 0.25$	$0.05 < FP2 < 0.2$	$0.55 < FP3 < 0.75$
Falla bifásica	$0.3 < FP1 < 0.4$	$FP2 < 0.2$	$0.4 < FP3 < 0.5$
Falla trifásica	$0.3 < FP1 < 0.4$	$FP2 < 0.2$	$0.63 < FP3 < 0.65$

Capítulo 4. Resultados

4.1 Introducción

En este capítulo, se muestran los resultados obtenidos en las pruebas realizadas al sistema IEEE 39 barras. Las pruebas realizadas incluyen casos donde se generan oscilaciones de potencia y distintos tipos de fallas durante oscilaciones de potencia.

Las pruebas realizadas para los diferentes casos de estudio se simularon en el software DigSilent, una vez realizada la simulación, las mediciones de corriente se exportaron a Matlab y ahí se ejecutó el algoritmo para la detección de oscilaciones de potencia.

Para poder observar el desempeño del algoritmo se realizan pruebas en el sistema IEEE 39 barras, el cual está formado por 10 generadores, 39 barras, 12 transformadores de potencia, 34 líneas de transmisión y 19 cargas.

Para generar la oscilación de potencia en el sistema eléctrico se realizó una falla en el Bus 16, inmediatamente se aclaró esa falla y posteriormente se realizó la apertura de Line 15-16. En la Figura 4.1 se muestra el sistema en el cual se realizaron las pruebas para la realización de este trabajo.

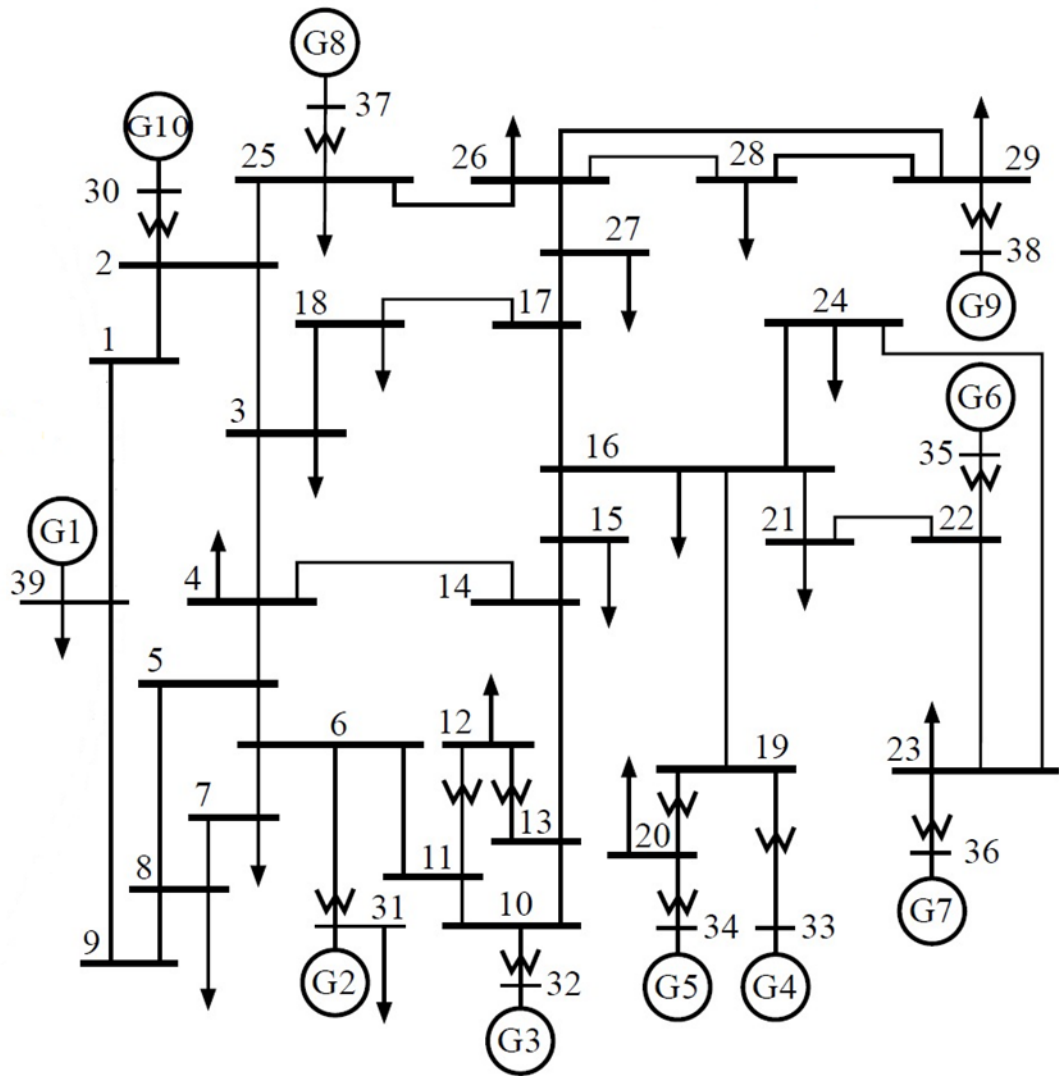


Figura 4.1 Sistema IEEE 39 buses

4.2 Casos de análisis

Escenario 1

Para el primer escenario se provocó una falla en Bus 16 en 1.51[s], inmediatamente se aclaró la falla en 1.65[s] y posteriormente se realizó la apertura de Line 15-16 en 1.66[s]. Con estos eventos provocados se genera una oscilación de potencia. En la figura 4.2 se muestran las corrientes trifásicas vistas desde los TCs ubicados en Bus 01.

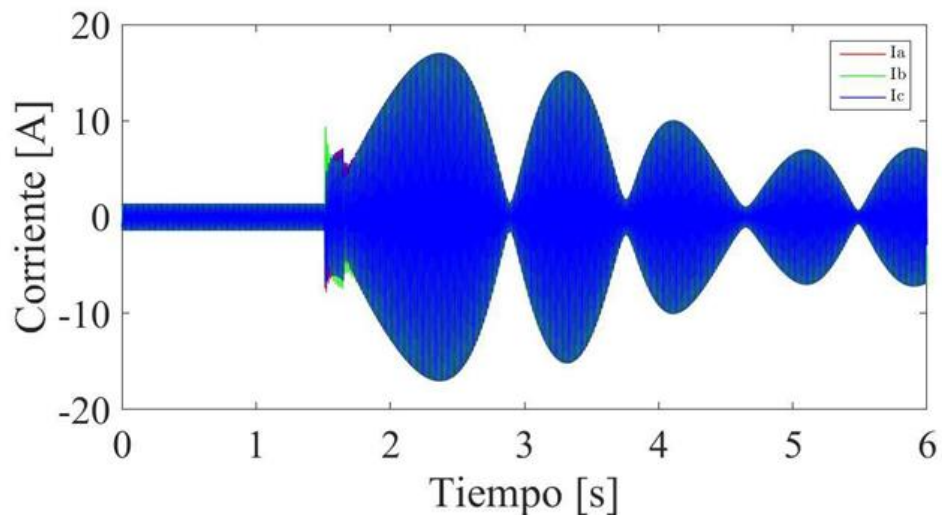
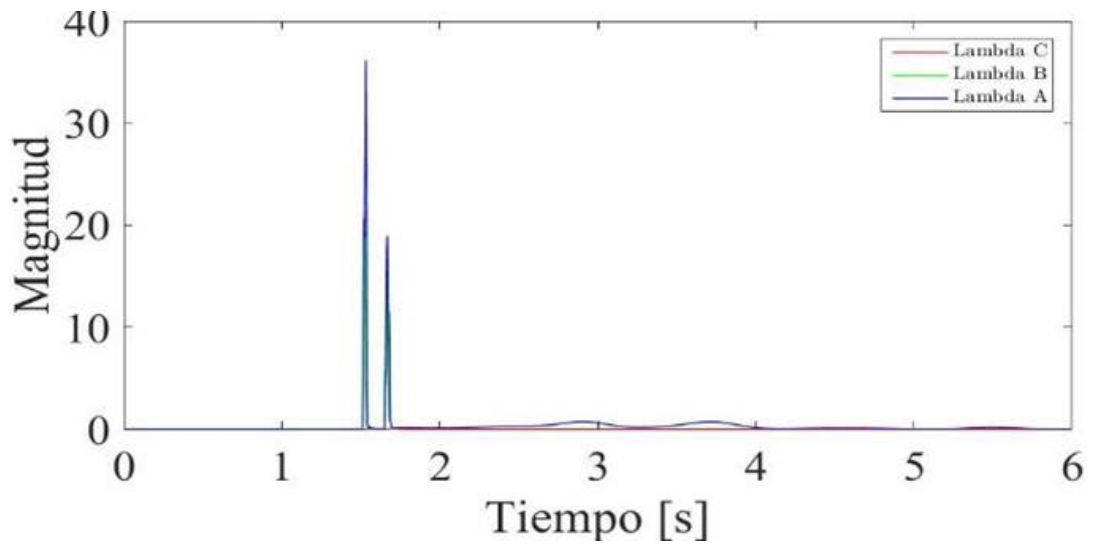
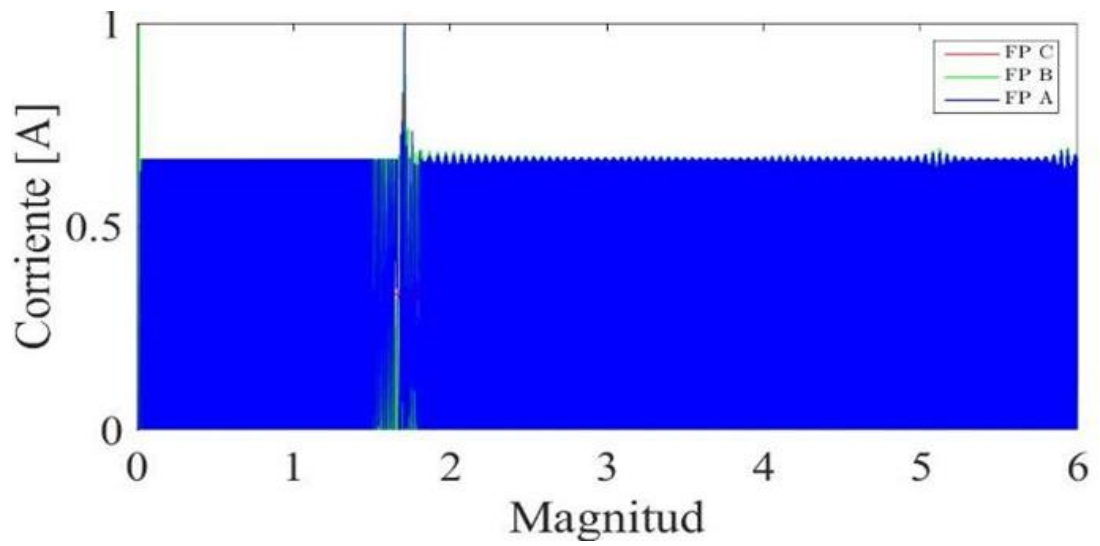


Figura 4.2 Corrientes instantáneas trifásicas en Bus 01 durante oscilación de potencia.

En la figura 4.3. (a)-(b), se muestra el comportamiento de los valores propios de la matriz de varianza covarianza, así como sus correspondientes factores de participación respectivamente. En 4.3 (a) se observa que existe un aumento en los valores propios correspondientes a la fase A y la fase B, pero como se mencionó anteriormente, el algoritmo es capaz de determinar que no existe una condición de falla en la línea con base en su magnitud.



a)



b)

Figura 4.3 (a) Valores propios de la matriz de Varianza Covarianza.

b) Factores de participación.

En la simulación de este escenario el algoritmo detectó la presencia de una oscilación en 1.5104 [s], posterior a este tiempo continuó con la detección de oscilación hasta el término de la simulación que fue de 6[s].

Tabla 4.1 Resultados obtenidos

Tiempo [s]	Evento
0 – 1.5103	No hay falla
1.5104	Detección de oscilación
1.5104 – 6.0008	Continua detección de oscilación

En la figura 4.4 se muestra la operación del algoritmo. En este caso se detectó la oscilación y el algoritmo mantiene el bloqueo del relevador.

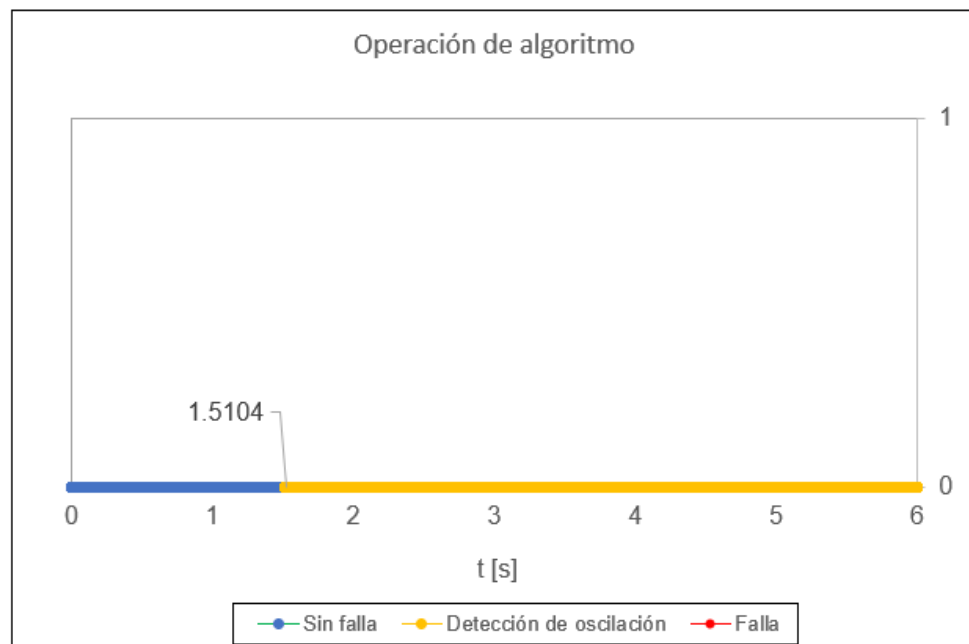


Figura 4.4 Operación de algoritmo

Escenario 2

En este escenario ahora se generó una oscilación de la misma manera descrita previamente en 0.4[s] y una falla monofásica en Line 01-39 al 30% de la línea en 1.15[s], en la figura 4.5 se muestran las corrientes trifásicas vistas desde los TCs en Bus 1.

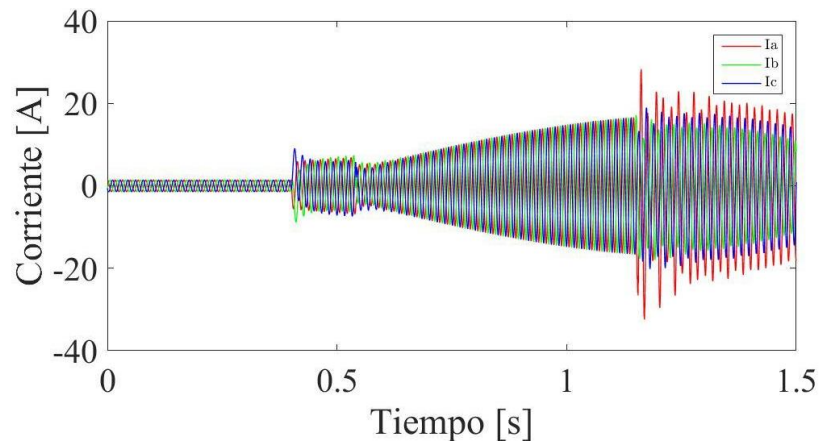
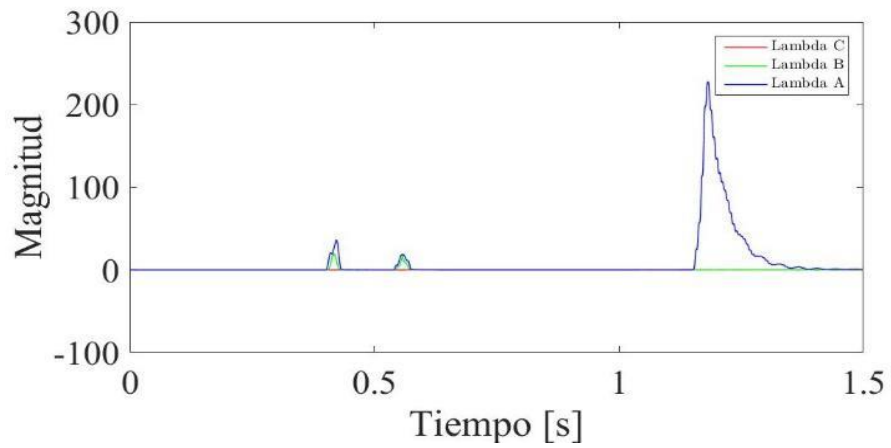
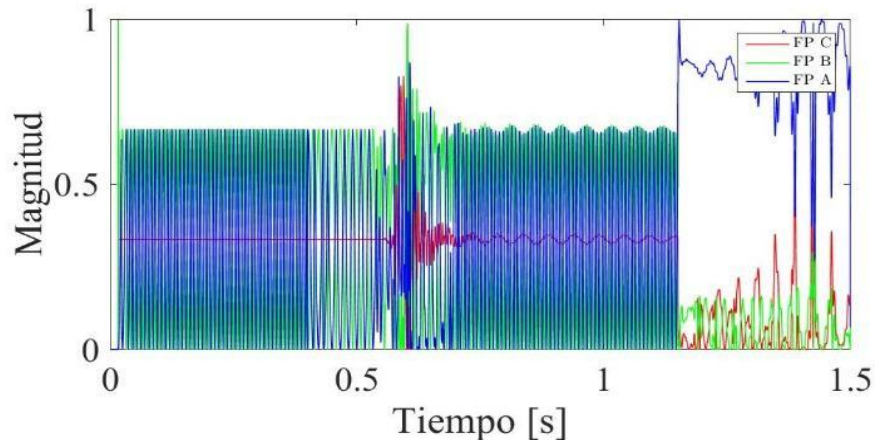


Figura 4.5 Corrientes instantáneas trifásica en Bus01 durante oscilación de potencia y falla monofásica.

En la figura 4.6(a)-(b), se muestra el comportamiento de los valores propios y los factores de participación con los cuales el algoritmo se basa para la detección de la oscilación y detección y clasificación de la falla. En 0.4[s] y 0.6[s] se puede observar un incremento en los valores propios, pero estos no superen el rango establecido, por lo cual, el algoritmo permanece clasificando la perturbación como oscilación, en 1.1[s] el aumento del valor propio supere el umbral establecido y el algoritmo clasifica como falla en la línea.



a)



(b)

Figura 4.6 (a) Valores propios. (b) Factores de participación.

En la simulación de este escenario el algoritmo detectó la presencia de una oscilación en 0.4004[s], posterior a este tiempo continuó con la detección de oscilación hasta el tiempo 1.1626[s] que fue cuando se presentó la falla en Line 01-39. La clasificación de la falla se presentó en 1.1723[s].

Tabla 4.2. Resultados obtenidos

Tiempo [s]	Evento
0 - 0.4003	No hay falla
0.4004	Detección de oscilación
1.1626	Se presenta falla
1.1723	Clasificación de falla(monofásica)

En la figura 4.7 se muestra la operación del algoritmo. En este escenario como se puede observar se detecta la oscilación y no se envía señal de disparo, se mantiene el bloqueo del relevador, en cambio cuando se presenta la falla, el algoritmo permite el desbloqueo del relevador y envía señal para apertura de interruptores para poder aislar la falla.

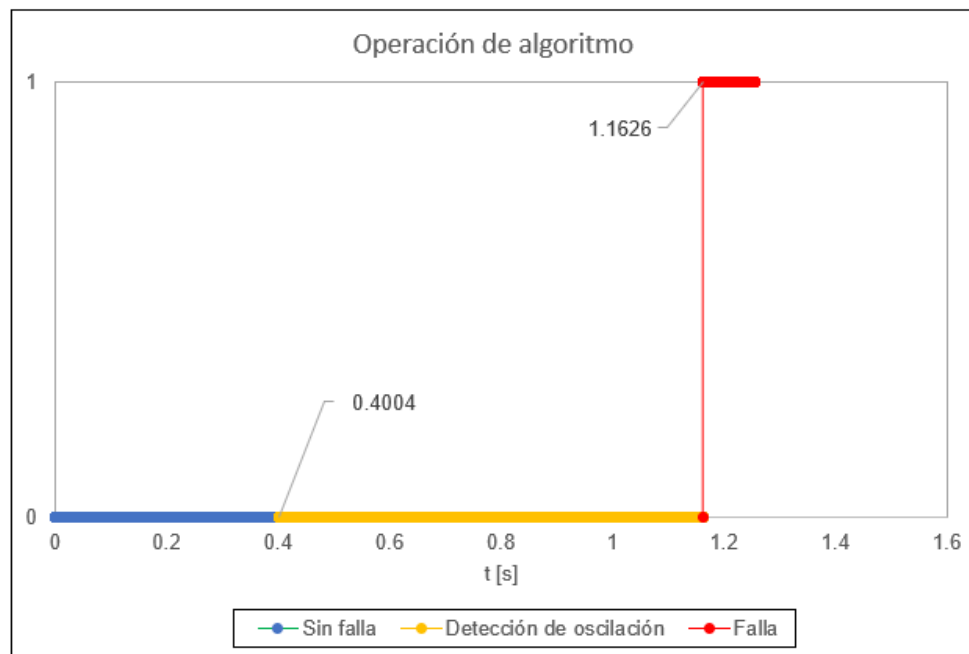


Figura 4.7 Operación de algoritmo

Escenario 3

En este escenario se generó una falla bifásica a tierra (fase A y B) en Line 01-39 al 75% de la línea en 1.45[s] después de haber generado una oscilación en 0.4[s], en la figura 4.8 se muestra el comportamiento de la oscilación y la falla en las corrientes trifásicas instantáneas.

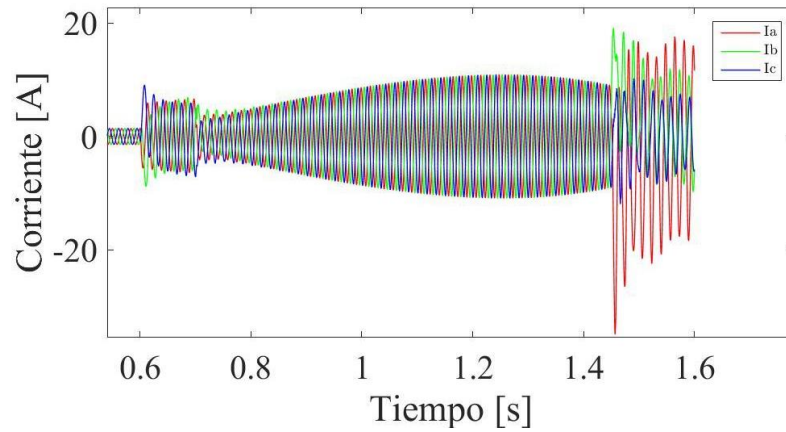
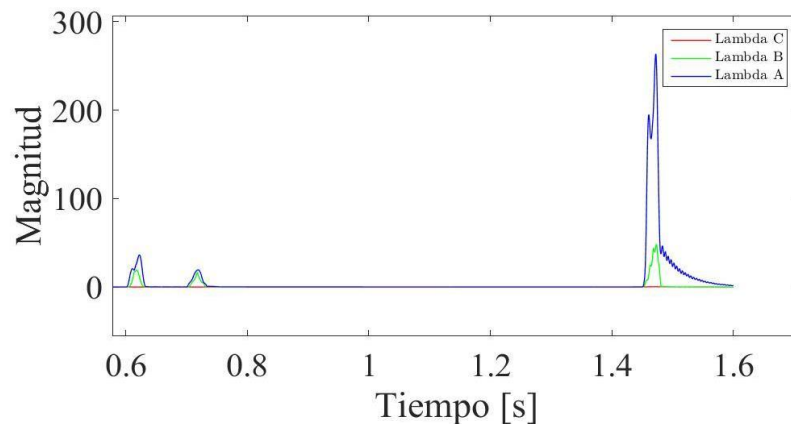
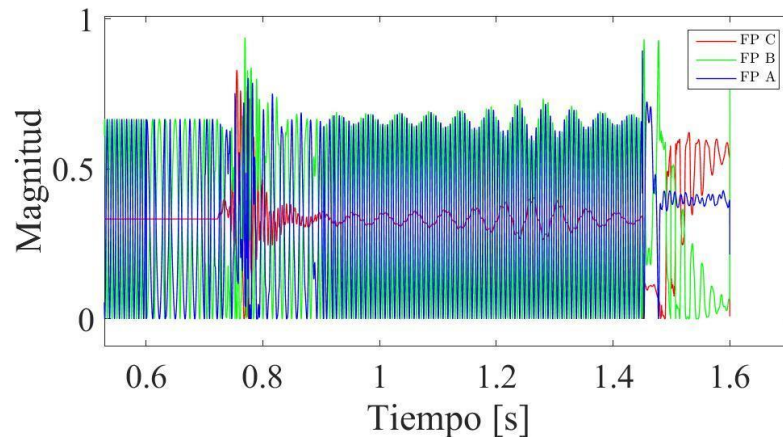


Figura 4.8 Corrientes trifásicas instantáneas durante oscilación y falla bifásica a tierra.

En la figura 4.9 (a) y (b) se muestra el comportamiento de los valores propios y factores de participación descritos anteriormente, después de haberse presentado la oscilación se percibe que los valores propios tienden nuevamente a cero, pero hasta 1.4[s] es cuando se observa nuevamente un incremento mayor sobrepasando el umbral establecido por lo cual el algoritmo detecta la falla y posteriormente la clasifica.



(a)



(b)

Figura 4.9 (a) Valores propios. (b) Factores de participación.

En este escenario el algoritmo identificó la oscilación en 0.6004[s], la falla se presentó en 1.45[s] y el algoritmo la detectó en 1.4565[s] para posterior clasificar la falla como tipo bifásica a tierra en 1.458[s].

Tabla 4.3 Resultados obtenidos

Tiempo [s]	Evento
0 - 0.4003	No hay falla
0.6004	Detección de oscilación
1.4565	Se presenta falla
1.4580	Clasificación de falla (bifásica a tierra)

En la figura 4.10 se muestra la operación del algoritmo. En este escenario se puede observar que se detecta la oscilación y no se envía señal de disparo, se mantiene el bloqueo del relevador, cuando se presenta la falla, el algoritmo permite el desbloqueo del relevador y envía señal para apertura de interruptores.

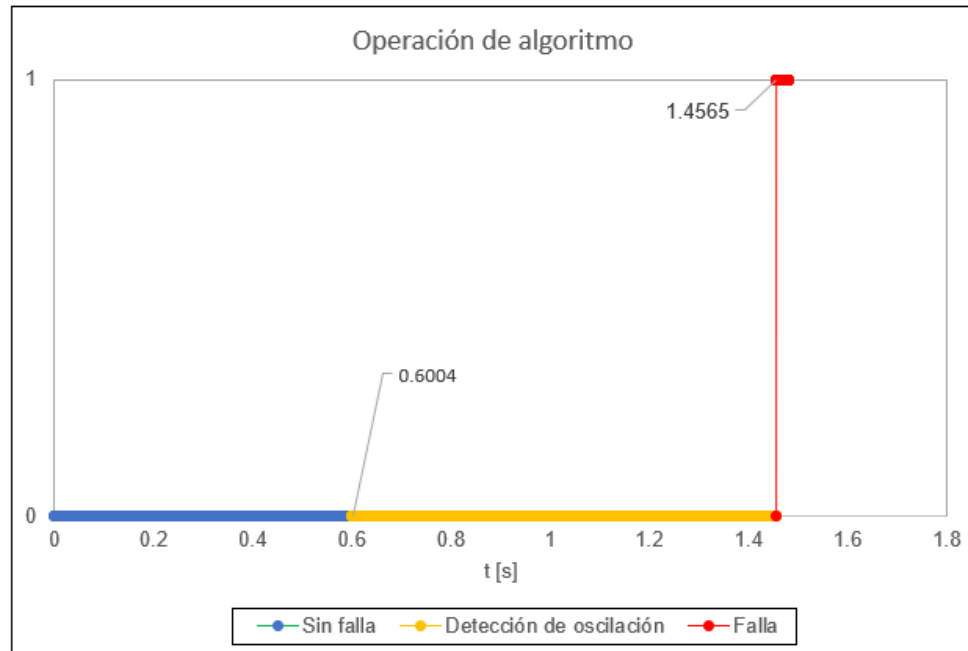


Figura 4.10 Operación de algoritmo

Escenario 4

En este escenario se provocó una oscilación de potencia en 0.51[s] y posteriormente se generó una falla trifásica en Line 01-39 en 1.25[s] al 50% de la línea. Las corrientes trifásicas instantáneas vistas desde el Bus 1 se muestran en la figura 4.11.

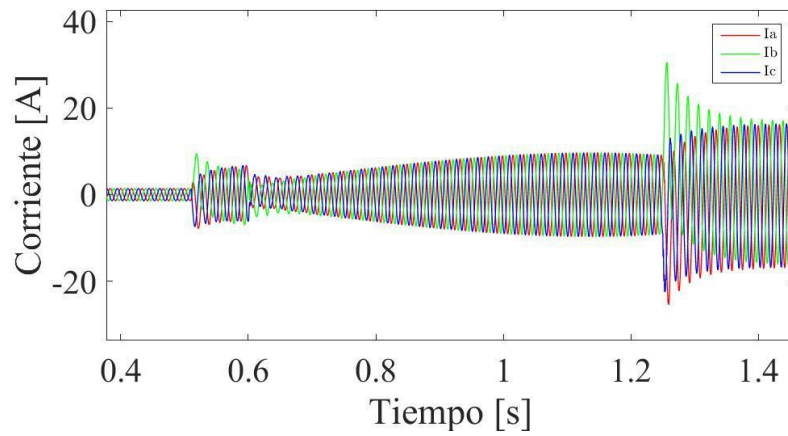
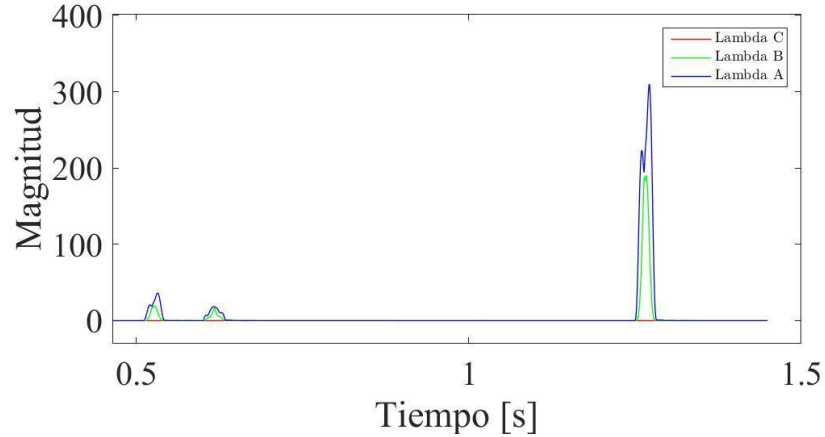
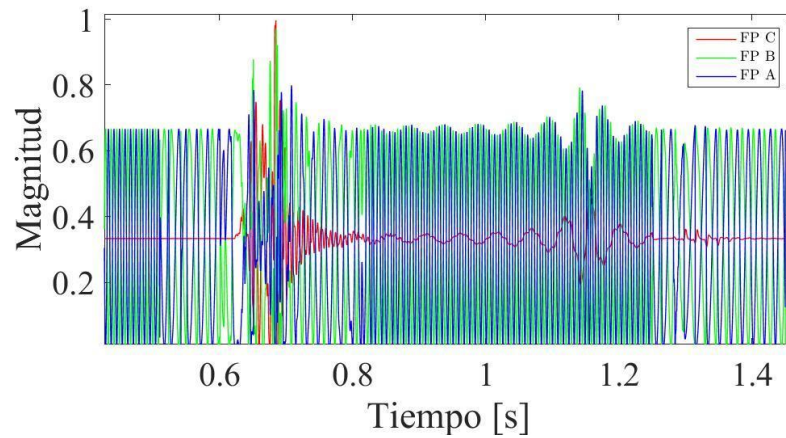


Figura 4.11 Corriente trifásica instantánea durante oscilación y falla trifásica

En la figura 4.12 a) y b) se muestran sus correspondientes valores propios de la matriz de varianza covarianza y factores de participación. Se puede observar el comportamiento determinado con el cual el algoritmo es capaz de detectar y clasificar el comportamiento de una falla trifásica.



a)



b)

Figura 4.12 a) Valores propios. b) Factores de participación.

En este escenario el algoritmo detectó la oscilación en 0.5104[s], la falla la detectó en 1.2545[s] y posterior la clasificó en 1.2648[s].

Tabla 4.4 Resultados obtenidos

Tiempo [s]	Evento
0 - 0.5103	No hay falla
0.5104	Detección de oscilación
1.2545	Se presenta falla
1.2648	Clasificación de falla(bifásica)

En la figura 4.13 se muestra la operación del algoritmo. Se puede observar que se detecta la oscilación y se mantiene el bloqueo del relevador, cuando se presenta la falla el algoritmo permite el desbloqueo del relevador y envía señal para apertura de interruptores.

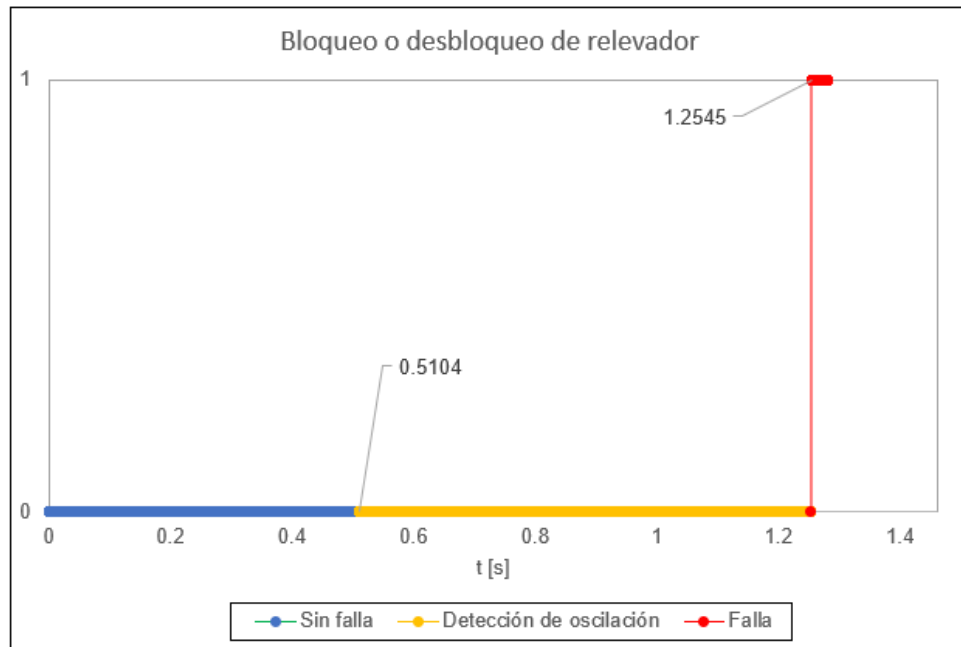


Figura 4.13 Operación de algoritmo

Capítulo 5. Conclusiones

Los cambios repentinos en los sistemas eléctricos de potencia provocan que se generen perturbaciones como lo son las oscilaciones de potencia.

Las oscilaciones de potencia pueden provocar que las protecciones, exactamente los relevadores de distancia operen de manera incorrecta debido a que la oscilación entra en la zona de operación del relevador y este lo detecta como falla y realiza la apertura de líneas no deseadas, lo que provoca que el sistema pueda llegar a ser inestable.

Los relevadores actuales cuentan con funciones de bloqueo de oscilaciones de potencia, principalmente trabajan midiendo el cambio de la impedancia, el problema que actualmente se busca solucionar de mejor manera es para hacer la detección de fallas simétricas, que son las que más afectan al sistema porque se reduce la capacidad de la transferencia de potencia.

Este trabajo basado en el análisis modal para la detección de oscilaciones de potencia logra una adecuada detección de fallas y oscilaciones de potencia, un punto muy importante para destacar es que este método trabaja únicamente con mediciones de corriente instantáneas, lo cual hace que se reduzcan tiempos en la detección de fallas.

Los valores propios y factores de participación obtenidos de aplicar el análisis modal son la clave para detectar, clasificar y diferenciar entre fallas y oscilaciones. Específicamente los valores propios son los factores que permiten diferenciar una falla de una oscilación de potencia y los factores de participación son los que clasifican el tipo de falla presentada.

Para determinar los rangos con los que se realiza el bloqueo y desbloqueo del relevador se hicieron múltiples casos de fallas, oscilaciones y fallas en presencia de oscilaciones.

El algoritmo tiene una capacidad para clasificar fallas de manera rápida y precisa, con los resultados obtenidos se muestra que el algoritmo basado en el análisis modal tiene un alto grado de efectividad para detectar oscilaciones de potencia y con ello mantener el bloqueo del relevador de distancia.

REFERENCIAS

- [1] Q. Verzosa, "Realistic testing of power swing blocking and out-of-step tripping functions," in 66th Annual Conf. for Protective Relay Engineers, pp. 420–449, April 2013.
- [2] G. Benmouyal, D. Hou, and D. Tziouvaras, "Zero-setting power-swing blocking protection," in 31st Annual Western Protective Relay Conf., Citeseer, pp. 19–21, 2004.
- [3] Z. Moravej, J. D. Ashkezari and M. Pazoki, "An effective combined method foy symmetrical faults identification during power swing," in Int. J. Electric Power Energy Syst., vol. 64, pp.24-34, January 2015.
- [4] T. Kase, Y. Sonobe, H. Amoh, O. Ogasawara, T. Matsushima, Y. Kurosawa, and Z. Zhou, "A new method for detection of faults during power swing conditions for a distance relay," in Proc. Developments in Power System Protection, vol. 2, pp. 437–440 Vol.2, April 2004.
- [5] P. K. Nayak, J. G. Rao, P. Kundu, A. K. Pradhan, and P. Bajpai, "A comparative assessment of power swing detection techniques," in Proc. Power Electr.s, Drives Energy Systems (PEDES), India,, pp. 1–4, Dec 2010.
- [6] H. Khoradshadi-Zadeh, "Evaluation and performance comparison of power swing detection algorithms," in Proc. Power Eng. Society Gen. Meeting, pp. 1842–1848, vol. 2, June 2005.
- [7] B. Mahamedi and J. G. Zhu, "A novel approach to detect symmetrical faults occurring during power swings by using frequency components of instantaneous three-phase active power," IEEE Trans. Power Deliv., vol. 27, no. 3, pp. 1368–1376, July 2012.
- [8] S. Torres et al., "Unblocking function of distance relay during power swing based on modal analysis," 2016 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition-Latin America (PES T&D-LA), Morelia, Mexico, 2016, pp. 1-6, doi: 10.1109/TDC-LA.2016.7805633.

- [9] Zeno A, Orillaza JR. Discriminating Faults from Power Swing Using Impedance Angle and Analysis in Three Dimensional Space. *International Journal of Computer and Electrical Engineering (IJCEE)*. 2019 Mar;11(1):27-40.
- [10] Zeno A, Orillaza JR. Mathematical Modeling of Impedance During Power Swing as a Function of Time. In 2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia) 2019 May 21 (pp. 196-201). IEEE.
- [11] Zeno A, Orillaza JR, Kolhe ML. Analytical Modelling of Power Swing and Validation Using Real Time Digital Simulator. In IOP Conference Series: Materials Science and Engineering 2019 Aug 1 (Vol. 605, No. 1, p. 012010). IOP Publishing.
- [12] [S. H. Horowitz and A. G. Phadke, *Power system relaying*, Fourth edition, John Wiley and Sons, New Jersey, USA, third edition, 2008.]
- [13] Mattias Jonsson, *Line protection and power system collapse*, Goteborg Sweden, 2001.
- [14] Prabha Kundur, Neal J Balu, and Mark G Lauby. *Power System Stability and Control*, volume 7. McGraw-hill New York, 1994.
- [15] Power swing and out-of-step considerations on transmission lines. IEEE PSRCWG D, 6:59. *Protective Relays: Their Theory and Practice Volume One* A. R. van. C. Warrington
- [16] Gabriel Benmouyal and Jeff Roberts. Superimposed quantities: Their true nature and application in relays. In *Proceedings of the 26th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA*, 1999.