



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO  
CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**DISEÑO DE DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN ULTRA RAPIDA PARA  
MEJORAR LOS TIEMPOS DE RESPUESTA ACTUALES BASADO EN EL  
PROCESAMIENTO DE SEÑALES DE FALLAS PARA AISLAR UNA ZONA  
AFECTADA EN UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA**

Trabajo de titulación previo a la obtención del  
Título De Ingeniero Eléctrico

AUTOR: JOEL ALEXANDER NIVELÓ CHICAIZA  
TUTOR: MILTON GONZALO RUIZ MALDONADO

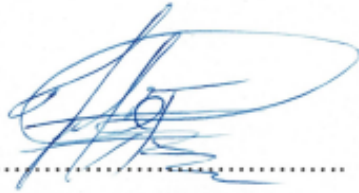
Quito – Ecuador  
2024

## **CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACION**

Yo, Joel Alexander Niveló Chicaiza con documento de identificación N.º 172470103-0 manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Quito, 13 de agosto del año 2024



Joel Alexander Niveló Chicaiza

1724701030

## DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo, Milton Gonzalo Ruiz Maldonado, con documento de identificación N.º 171440906-5 declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación “DISEÑO DE DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN ULTRA RAPIDA PARA MEJORAR LOS TIEMPOS DE RESPUESTA ACTUALES BASADO EN EL PROCESAMIENTO DE SEÑALES DE FALLAS PARA AISLAR UNA ZONA AFECTADA EN UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA” realizado por Joel Alexander Niveló Chicaiza, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, 13 de agosto del año 2024



.....  
Ing. Milton Gonzalo Ruiz Maldonado, PhD.

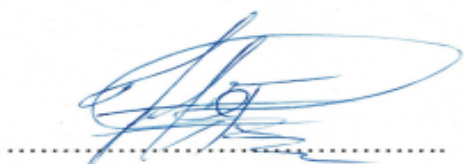
1714409065

## **CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA**

Yo, Joel Alexander Niveló Chicaiza, con documento de identificación N.º 172470103-0, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de titulación intitulado: “DISEÑO DE DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN ULTRA RAPIDA PARA MEJORAR LOS TIEMPOS DE RESPUESTA ACTUALES BASADO EN EL PROCESAMIENTO DE SEÑALES DE FALLAS PARA AISLAR UNA ZONA AFECTADA EN UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 13 de agosto del año 2024



Joel Alexander Niveló Chicaiza

1724701030

## 1. ÍNDICE GENERAL

1	Introducción.....	2
2	Marco Teórico .....	5
2.1	Procesamiento de Señales .....	6
2.1.1	Modelo matemático .....	7
2.1.2	Modelo a partir de datos históricos.....	7
2.1.3	Modelo a partir de datos obtenidos.....	7
2.2	Métodos De Detección y Diagnóstico De Fallas .....	8
2.2.1	Sistemas de Lógica Difusa Para La Detección De Fallas.....	9
2.2.2	Redes Neuronales Para La Detección De Fallas.....	9
2.2.3	Orientada A Datos .....	9
2.2.4	Obtención De Residuos .....	9
2.2.5	Evalúo De Residuos.....	9
2.2.6	Proyección De Las Redes Neuronales En La Detección De Fallas.....	10
2.2.7	Sistemas Inmunes Para La Detección De Fallas.....	10
2.2.8	Transformada De Wavelet Para La Detección De Fallas .....	10
2.3	Diseño de un dispositivo de detección ultra rápido .....	11
3	Formulación Del Problema .....	14
4	Caso de estudio.....	16
4.1	Sistema Ejemplo 9 Barras IEEE .....	16
4.1.1	Obtención del umbral threshold.....	17
4.1.2	Falla al 25% de la línea con tiempo de ejecución de la falla en 0.3 segundos .....	17
4.1.3	Caso 1: Línea 1-Falla trifásica.....	18
4.1.4	Bus 1 .....	18
4.1.5	Bus 2 .....	21
4.1.6	Caso 2: Línea 3-Falla trifásica.....	24
4.1.7	Bus 1 .....	24
4.1.8	Bus 2 .....	27
4.1.9	Caso 3: Línea 4-Falla trifásica.....	30
4.1.10	Bus 1 .....	30
4.1.11	Bus 2.....	33
4.1.12	Caso 4: Línea 5-Falla trifásica.....	36
4.1.13	Bus 1 .....	36

4.1.14	Bus 2.....	39
4.1.15	Caso 5: Línea 6-Falla trifásica.....	42
4.1.16	Bus 1.....	42
4.1.17	Bus 2.....	45
5	Análisis De Resultados.....	48
5.1.1	Ubicación estratégica para el dispositivo de protección ultra rápido .....	48
5.1.1	Características del dispositivo de detección ultra rápido para la detección de fallas 48	
5.1.2	Sistema IEEE 9 barras (Resumen).....	49
6	Conclusiones .....	52
6.1	Trabajos futuros .....	53
7	Referencias .....	53
7.1	Matriz de Estado del Arte .....	57
7.2	Resumen de Indicadores .....	60
8	Anexos.....	61

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Estructuración De Un Sistema Eléctrico De Potencia [Autoría propia] .....	5
Figura 2. Esquema De Un Sistema De Detección De Fallas [Autoría propia] .....	6
Figura 3. Esquema Jerárquico sobre Investigación basada en la Detección Y Diagnostico de Fallas Mediante Tecnología Avanzada de [24]. .....	8
Figura 4. Esquema Sistema de Obtención De Residuos Por Redes Neuronales [Autoría propia] .....	9
Figura 5. Esquema Básico Para Un Dispositivo De Protección [Autoría propia] .....	11
Figura 6. Diseño De Dispositivo De Detección Ultra Rápido [Autoría propia] .....	11
Figura 7. Sistema Ejemplo IEEE 9 Barras .....	16
Figura 8. Límite de los valores threshold para voltaje. ....	17
Figura 9. Límite de los valores threshold para corriente .....	17
Figura 10. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase A; Línea 1 .....	18
Figura 11. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase B; Línea 1 .....	18
Figura 12. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase C; Línea 1 .....	19
Figura 13. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase A; Línea 1 .....	19
Figura 14. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase B; Línea 1 .....	20
Figura 15. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase C; Línea 1 .....	20
Figura 16. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase A; Línea 1 .....	21
Figura 17. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase B; Línea 1 .....	21
Figura 18. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase C; Línea 1 .....	22
Figura 19. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase A; Línea 1 .....	22
Figura 20. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase B; Línea 1 .....	23
Figura 21. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase C; Línea 1 .....	23
Figura 22. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase A; Línea 3 .....	24
Figura 23. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase B; Línea 3 .....	24
Figura 24. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase C; Línea 3 .....	25
Figura 25. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase A; Línea 3 .....	25
Figura 26. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase B; Línea 3 .....	26
Figura 27 . Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase C; Línea 3 .....	26
Figura 28. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase A; Línea 3 .....	27
Figura 29. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase B; Línea 3 .....	27
Figura 30. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase C; Línea 3 .....	28
Figura 31. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase A; Línea 3 .....	28
Figura 32. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase B; Línea 3 .....	29
Figura 33. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase C; Línea 3 .....	29
Figura 34. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase A; Línea 4 .....	30
Figura 35. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase B; Línea 4 .....	30
Figura 36. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase C; Línea 4 .....	31
Figura 37. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase A; Línea 4 .....	31
Figura 38. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase B; Línea 4 .....	32
Figura 39. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase C; Línea 4 .....	32
Figura 40. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase A; Línea 4 .....	33

Figura 41. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase B; Línea 4.....	33
Figura 42. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase C; Línea 4 .....	34
Figura 43. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase A; Línea 4 .....	34
Figura 44. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase B; Línea 4.....	35
Figura 45. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase C; Línea 4.....	35
Figura 46. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase A; Línea 5.....	36
Figura 47. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase B; Línea 5.....	36
Figura 48. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase C; Línea 5 .....	37
Figura 49. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase A; Línea 5.....	37
Figura 50. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase B; Línea 5.....	38
Figura 51. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase C; Línea 5.....	38
Figura 52 . Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase A; Línea 5.....	39
Figura 53. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase B; Línea 5.....	39
Figura 54. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase C; Línea 5 .....	40
Figura 55. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase A; Línea 5.....	40
Figura 56. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase B; Línea 5.....	41
Figura 57. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase C; Línea 5.....	41
Figura 58. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase A; Línea 6.....	42
Figura 59. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase B; Línea 6.....	42
Figura 60. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase C; Línea 6 .....	43
Figura 61. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase A; Línea 6.....	43
Figura 62. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase B; Línea 6.....	44
Figura 63. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase C; Línea 6.....	44
Figura 64. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase A; Línea 6.....	45
Figura 65. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase B; Línea 6.....	45
Figura 66. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase C; Línea 6 .....	46
Figura 67. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase A; Línea 6.....	46
Figura 68. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase B; Línea 6.....	47
Figura 69. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase C; Línea 6.....	47
Figura 70.Ubicación del dispositivo de protección.....	48
Figura 71. Área de protección del dispositivo. ....	49
Figura 72. Porcentaje de la longitud de la línea.....	49
Figura 73. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.....	60
Figura 74. Indicador de formulación del problema - Estado del arte. ....	60
Figura 75. Indicador de solución - Estado del arte.....	60



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Pseudocódigo para la Detección de falla.....	15
Tabla 2. Variables del Pseudocódigo.....	15
Tabla 3. Detalle de los Terminales de las Líneas.....	16
Tabla 4. Detalle De La Localización Del Evento De Falla.....	16
Tabla 5. Parámetros de la línea 4. ....	48
Tabla 6. Resultados de los tiempos de la Detección de la señal de Falla en la línea 1; Magnitud: Corriente.....	49
Tabla 7. Resultados de los tiempos de la Detección de la señal de Falla en la línea 1; Magnitud: Voltaje.....	49
Tabla 8. Resultados de los tiempos de la Detección de la señal de Falla en la línea 3; Magnitud: Corriente.....	50
Tabla 9. Resultados de los tiempos de la Detección de la señal de Falla en la línea 3; Magnitud: Voltaje.....	50
Tabla 10. Resultados de los tiempos de la Detección de la señal de Falla en la línea 4; Magnitud: Corriente.....	50
Tabla 11. Resultados de los tiempos de la Detección de la señal de Falla en la línea 4; Magnitud: Voltaje.....	50
Tabla 12. Resultados de los tiempos de la Detección de la señal de Falla en la línea 5; Magnitud: Corriente.....	51
Tabla 13. Resultados de los tiempos de la Detección de la señal de Falla en la línea 5; Magnitud: Voltaje.....	51
Tabla 14. Resultados de los tiempos de la Detección de la señal de Falla en la línea 6; Magnitud: Corriente.....	51
Tabla 15. Resultados de los tiempos de la Detección de la señal de Falla en la línea 6; Magnitud: Voltaje.....	51
Tabla 16. Mejor Tiempo Entre Los Métodos Presentados Para La Detección De Fallas.....	52
Tabla 17. Matriz de Estado del Arte.....	57
Tabla 18. Valores Umbral De Corriente Para Threshold Del Pseudocódigo En Cada Línea de transmisión Del Sistema De Prueba IEEE 9 Barras.....	61
Tabla 19. Promedio De Los Valores De Corriente Para Determinar El Threshold En Función De La Figura 15. Por Cada Línea y El Bus 1 y Bus 2.....	61
Tabla 20. Valores Umbral De Voltaje Para Threshold Del Pseudocódigo En Cada Línea de Transmisión Del Sistema De Prueba IEEE 9 Barras.....	62
Tabla 21. Promedio De Los Valores De Voltaje Para Determinar El Threshold En Función De La Figura 15. Por Cada Línea y El Bus 1 y Bus 2.....	62

# DISEÑO DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN ULTRA RÁPIDA PARA MEJORAR LOS TIEMPOS DE RESPUESTA ACTUALES BASADO EN EL PROCESAMIENTO DE SEÑALES DE FALLAS PARA AISLAR UNA ZONA AFECTADA EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

## Resumen

Para el siguiente artículo se planteó el diseño de una protección con tiempo de respuesta ultra rápida para la reducción del tiempo de detección ante una falla basado en el procesamiento de señales, determina como se logra una respuesta ultra rápida y precisa de una protección en caso de una falla, para ello reúne técnicas de procesamiento de señales de falla las cuales permitieron el análisis del tiempo de detección en un sistema IEEE de 9 barras, el dispositivo tiene el enfoque de reducir los tiempos de detección de una señal que se presenta ante una falla, el dispositivo de protección podría resolver el tiempo de detección de 0.0001 a 0.0009 milisegundos, la siguiente investigación analizó los diferentes antecedentes con su tiempo de respuesta actuales y con ello resuelve la disminución del tiempo de respuesta ante la permanencia de operación de una falla en un sistema eléctrico de potencia, para esto usa procesamientos de señales y técnicas de detección de fallas, añadiendo que el principal objetivo del dispositivo es asegurar que el funcionamiento del sistema de protección no interrumpa la continuidad del transporte de energía y evite el caso de un posible corte de energía.

**Palabras clave:** Procesamientos de Señales, Tiempo de Respuesta Ultra Rápida, Sistemas de Protecciones, Sistemas Eléctricos de Potencia, Tiempos de Fallas, Dispositivos de Protección.

## Abstract

For the following article, the design of a protection with ultra-fast response time was proposed to reduce the detection time in the event of a fault based on signal processing, determines how an ultra-fast and accurate response of a protection is achieved in the event of a failure, for this it brings together fault signal processing techniques which allowed the analysis of the detection time in an IEEE system of 9 bars, the device has the focus of reducing the detection times of a signal that occurs in the event of a fault, the protection device could solve the detection time from 0.0001 to 0.0009 milliseconds, the following research analyzed the different antecedents with their current response time and thereby solves the decrease of the response time during the operation permanence of a protection in an electrical power system, To do this, it uses signal processing and fault detection techniques, adding that the main objective of the device is to ensure that the operation of the protection system does not interrupt the continuity of energy transport and avoid the case of a possible power outage.

**Keywords:** Signal Processing, Ultra-Fast Response Time, Protection Systems, Electrical Power Systems, Failure Times, Protection Devices.

# 1 Introducción

La calidad de energía hace referencia a las condiciones que permiten la continuidad de energía mediante los elementos que participan en la red, estos elementos en la red, deben operar para una condición normal de un sistema para los que han sido diseñados, cada uno de estos elementos adquiere un margen de magnitud eléctrica admitido, en los que se puede mencionar (valor de onda, frecuencia, voltaje, corriente, potencia, entre otras magnitudes.) [1].

Con el paso de los años han evolucionado nuevas tecnologías en el sector eléctrico, una de las más relevantes hoy en día son las redes eléctricas inteligentes en los sistemas eléctricos para transmisión donde resaltan por su moderna tecnología de comunicación y procesamiento de señales eléctricas [2], [3].

Las líneas de transmisión son una parte importante en una red, tomadas muy en consideración para los sistemas de protección en líneas u en subestaciones de donde se distribuye la energía, dado que en algunos casos se presentan anomalías dentro del sistema y es indispensable conocer donde ocurrió la falla o perturbación, localizarlo y aislar la zona en falla para restaurar a su correcto funcionamiento en todo el sistema eléctrico [1], es así que por análisis de antecedentes, se consideran a las protecciones en líneas de transmisión para que el sistema sea permanezca en constante monitorización una protección debe actuar lo antes posible ante una falla y debe ser capaz de impedir que la falla se mitigue por si sola, sin antes ser detectada [4].

Al existir una falla asociado al Sistema Eléctrico De Potencia (SEP)

los valores determinantes caen fuera de su rango de condición normal es decir que su funcionamiento está operando en desequilibrio, se sabe que, si un elemento o más conectados a la red en falla generan peligro al entrar en contacto en condiciones desequilibradas, si la falla no se mitiga a tiempo, en consecuencia la falla se extiende a lo largo de la estructura de un Sistema Eléctrico De Potencia (SEP) alcanzando incluso puntos lejanos de donde ocurre una falla, y por consecuencia sus efectos comprometen a todas las áreas del mismo, ocurriendo acontecimientos no esperados dentro del sistema o llegando a dejar fuera de servicio toda la red [5], [6].

La causa de los fallos eléctricos se pueden dar de manera natural tanto como de manera accidental, fallo eléctrico natural es decir por animales, condiciones climáticas y temblores debido a la región donde nos encontramos, causante catalogado como accidental mencionados como mal dimensionamiento de aisladores, sobrecalentamiento en los conductores y por cortocircuitos, los cortocircuitos son los más frecuentes, los mismos que cuando se producen sea por décimas de segundo sus efectos son extremadamente graves y no pueden ser previamente analizados para una solución [7].

Es por ello que para el presente artículo es indispensable mencionar los sistemas de protecciones para la seguridad de estas redes inteligentes a parte de la red en general y con la cual requiere dado su progreso tecnológico aumentar la misma seguridad en los sistemas, para la composición de la seguridad se requiere monitorear los sistemas donde se evalúa el tiempo de lectura de datos y accionamiento en

cada protección para el eficaz y correcto funcionamiento de una red para que no afecte a los dispositivos posteriores conectados al mismo sistema de transmisión, y la mencionada acción también conlleva al óptimo desempeño en el sistema, y uno de los intereses importantes para un sistema, es identificar su condición de operación para que sea seguro, confiable y rentable [4], [8].

Para que un sistema de protección actúe debe detectar alguna anomalía fuera de las condiciones de estado normal en un sistema eléctrico sin importar el punto donde la anomalía o falla se encuentre, la protección tiene la intención de desconectar un circuito en el menor tiempo posible brindando así la mejor seguridad en el sistema [8], [9], si el sistema de protección en falla es desconectado por interruptores automáticos u otros dispositivos genera un efecto transitorio en todo el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) haciendo que se alteren algunas magnitudes como voltaje, corrientes y frecuencias dentro del sistema, para abordar las condiciones donde se produce los efectos transitorios se puede nombrar a las sobretensiones, que en algunos casos ocasiona el desequilibrio de la generación y cambios de frecuencia, etc. y estos pueden afectar a otros elementos, al originarse cierto acontecimiento, el sistema de protección también debe actuar desconectando elementos que no sean afectados directamente como también a elementos que hayan permanecido conectados directamente a la red [10], [11].

Según su unidad o magnitud eléctrica:

**Corriente:** los dispositivos que actúan por corriente aquellos que se activan ya que la corriente pasa por el

dispositivo y actúan por valores ya configurados de corriente es decir por valores máximos o mínimos especificados.

**Voltaje:** los dispositivos que actúan por voltaje pueden funcionar de igual forma que los dispositivos accionados por corriente, pero para los dispositivos de voltaje también pueden actuar a valores iguales a cero o nulos.

**Frecuencia:** el trabajo de estos dispositivos es de manera específica, es decir se elige por el usuario o se calcula un valor para un sistema y si dado el caso este valor es distinto al valor especificado entonces el dispositivo actúa.

En la línea de seguridad para el Sistema Eléctrico De Potencia (SEP) es importante resaltar al sistema de protección encargados de desproporcionar el servicio de energía de los elementos conectados en la red para minimizar el impacto de los cortocircuitos, además de restablecer el servicio y vuelva a su función normal sin perjudicar a los mismos elementos que estuviesen conectados a la red [1], [12].

Uno de los aspectos más importantes de una protección es otorgar máxima seguridad al sistema cuando exista una falla que pueda alcanzar a los elementos que están conectados o distribuidos por las líneas de transmisión [12].

La actividad principal de los dispositivos de protección no solo es minimizar al máximo las consecuencias de cortocircuitos u otras fallas en los sistemas eléctricos, sino que también existen otras circunstancias por las que se llegan a necesitar protección por relevadores en elementos que conforman principalmente un sistema de potencia como son en generadores y motores

también llamados maquinas síncronas y asíncronas, la protección por relevadores tiene la función de detectar y localizar la falla que es proporcionada haciendo comparación con los datos del operador permite la continuidad y pronta reparación o cambio en la red que exista una anomalía [12].

La influencia del tiempo de desconexión de un dispositivo, procura que el retardo mínimo en redes de alta tensión oscile entre los 0.06 a 0.2 segundos y en redes de baja tensión el tiempo mínimo de desconexión oscila entre 0.01 y 0.03 segundos [12].

La intención principal de proporcionar una protección en alguna zona del sistema es prevenir que la falla se mitigue sin ser previamente identificada y que el paso de energía continúe, ante ello una vez que se haya detectado la falla tomar las acciones necesarias para la posterior reparación ya que el suministro de energía no debe detenerse ante ningún motivo.

En [13] argumenta que se van incorporando nuevas tecnologías en el ámbito eléctrico ya que analiza sistema en HVDC, con esto anticipa que la calidad de energía a largas distancia mejora su eficacia y reduce la contaminación porque argumenta que en este tipos de sistemas se puede implementar energías solares mediante algunos proyectos a futuro, no obstante las fallas también se presentan en este tipo de sistemas y que conlleva un análisis exhaustivo, en [13] realiza una breve explicación sobre una falla de extremo a extremo es decir teniendo una barra  $i$  de un sistema simula una falla hasta otra barra  $i$  en el mismo sistema lo cual nota la corriente de falla y es cuando el algoritmo de detección actúa, en este artículo resuelve que el tiempo de

detección ante la falla menor a 3ms, la detección de la falla se da mediante la recepción de la información de la línea y los datos del extremo de la línea en la que se presenta la falla.

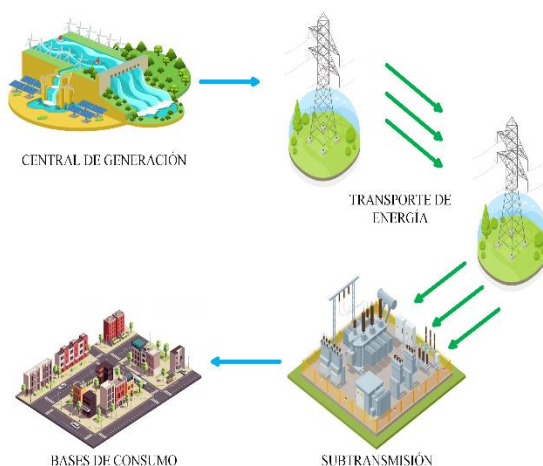
En [14] describe algunos factores a considerar dentro del sistema, principalmente se enfoca en la calidad de energía hacia los usuarios para ello analiza las interrupciones o fallas dentro del sistema documentando algunos elementos y partes que puedan contribuir a un dispositivo en la disminución del tiempo de localización para que el servicio de energía no se obstruya y su continuidad sea optima, exhibe como dentro de un macro de usuarios puede afectar la energía y al mismo instante como el servicio de energía se afecte en condiciones de sobrecargas y así aumente el riesgo de fallas en un sistema.

La velocidad de detección del dispositivo general describe que será proporcional a los elementos que lo componen y el software que maneje el dispositivo diseñado por [14] además menciona que si los elementos mejoran entonces se configura el dispositivo añadiendo así una mejora en el dispositivo general, para el control del dispositivo, crea un software para microcontroladores y microprocesadores realizando así un dispositivo de protección electrónico, los elementos de [14] como microprocesadores dentro del dispositivo su tiempo de activación equivalen desde los 2ms a los 6ms siendo tiempos de actuación de los componentes.

Existen algunos métodos de detección de fallas en HVDC, el principal objetivo de crear métodos para la detección de fallas es disminuir el tiempo en que se puede detectar una

falla dentro del sistema por esta razón se analizan algunos sistemas ya sea sistemas en DC o AC, en [15] se describe que el tipo de sistema en DC se logra eficaz transporte de energía renovable en cantidades muy altas, crea un método llamado PMFCL con el cual su comportamiento es el limitar su corriente haciendo que su inductancia aumente considerablemente y así la corriente de falla disminuya.

Dentro de un estudio de protección para un sistema eléctrico de potencia existen balances de tiempo para la activación y desconexión de los equipos dentro del sistema, el artículo intenta disminuir el tiempo de activación de un dispositivo mediante la incrementación de equipos electrónicos dentro de un componente general lo que conlleva un análisis para la composición del dispositivo que incluyen algunos componentes, este es un análisis de mejoría para la activación del tiempo de detección en líneas de transmisión.



**Figura 1.** Estructuración De Un Sistema Eléctrico De Potencia [Autoría propia]

## 2 Marco Teórico

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) consta de áreas como distribución, transmisión y generación de energía, la rama de transmisión es la encargada de que una red que otorgue el eficiente transporte de energía y servicio debidamente correcto a cada consumidor de manera satisfactoria, haciendo que esta rama sea una de las principales e importantes a lo largo de la estructura del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), un servicio debidamente correcto significa que el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) garantice energía sin algún tipo de interrupción desde la rama de generación hasta las bases de consumo [16], [17], [18].

Según las investigaciones en el sistema de transmisión es importante el análisis de líneas dado que aquí presentan la mayor parte de las averías o fallas dentro del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), en el contexto de los sistemas eléctricos de potencia también existen dispositivos que pueden detectar algunas anomalías de forma constante a lo largo del sistema eléctrico, estos dispositivos llevan lógicas de programación como también elementos que los componen estructuralmente, estos dispositivos actúan mediante el procesamiento de señales, principalmente los dispositivos son diseñados para la seguridad del sistema, la seguridad del sistema va ligado al correcto funcionamiento de la red teniendo en cuenta las funciones del dispositivo diseñado, estos dispositivos guardan la lectura de las señales o magnitudes para enviar estos datos a una lógica de programación y así realizar la

detección de alguna falla dentro del sistema [19], [20], [21].

## 2.1 Procesamiento de Señales

Actualmente la constante función de lectura de datos en distintos puntos de un sistema eléctrico permanece en constante actualización debido a sus avances tecnológicos e implementación de nuevos elementos dentro de una red quienes exigen mayor seguridad, y por ende conlleva un proceso el cual asegure el correcto funcionamiento en un sistema, haciendo que el mismo se distinga por ser confiable durante la operación del sistema, para que el sistema pueda mantenerse en función de un eficiente transporte de energía es necesario que pase por 3 distintas etapas las cuales referencian la operación y se rigen a una estructura fundamental del proceso estas etapas son: la detección de una falla en una red, el diagnóstico de la falla, y el restablecimiento a las condiciones normales de acuerdo a la configuración inicial del sistema [22], [23].

Al producirse una falla dentro de un sistema, se conoce que la falla es una perturbación en algún elemento del sistema por lo que altera el comportamiento del mismo sistema y al mismo tiempo perjudica el funcionamiento de aquel elemento que presenta la falla, una vez que presenta una falla el mismo elemento ya no puede cumplir con el propósito principal para el cual fue diseñado inicialmente, es por ello que el sistema de detección para todo un sistema se presenta como solución a la visualización de operación del sistema, el riesgo que presenta dentro

del sistema y como la solución de desarrollos de protección contra incidentes continuos [22], [24], [25]. En las investigaciones de acuerdo con el procesamiento de señales se encuentran también diagramas de estados por los que pasa un completo diagnóstico de fallas.

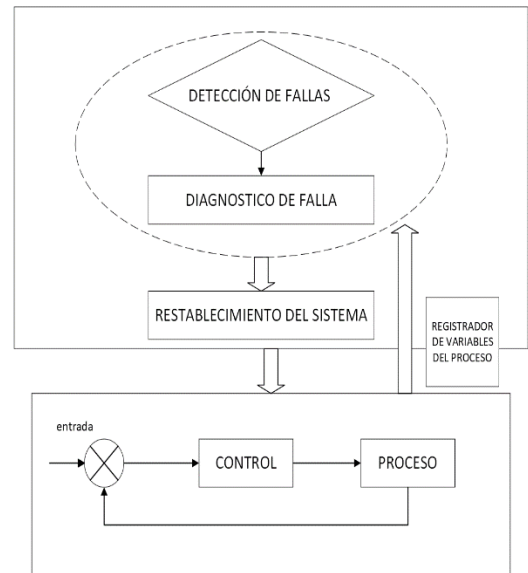


Figura 2. Esquema De Un Sistema De Detección De Fallas [Autoría propia]

Se requiere de un tipo de algoritmo o bien llamado estructura para que el funcionamiento de la detección sea la más precisa haciendo que pueda visualizarse el funcionamiento entero del sistema.

En la muestra de los antecedentes se proponen diversos enfoques de técnicas avanzadas y metodologías para el desempeño de un sistema y la continua mejora de sus confiabilidad y eficiencia en su operación, también haciendo uso de técnicas como el procesamiento de señales para la detección de circunstancias anómalas para el sistema, en [22], [24], [25], referencian algunos enfoques para la detección de fallas siendo así;

### **2.1.1 Modelo matemático**

El método en cuestión se basa en la construcción que representa un proceso dinámico, este modelo parte del funcionamiento del sistema y las interacciones de sus componentes, también su principal metodología es realizar la comparación de sus salidas reales con las predicciones generadas por el modelo matemático, para la asignación de una falla se observa la dinámica entre las salidas reales y las predicciones a partir de aquí se desarrolla el análisis de la dinámica, si se presenta una diferencia entonces da como resultado la respuesta de condición de falla.

Una de las razones por las que este método es relevante es por su economía de función, ya que su costo de aplicación computacional es bajo, también por su modelo de funcionamiento, como se había descrito anteriormente compara sus salidas reales con las predicciones creados por el modelo matemático, por otro lado, existen desventajas en este modelo ya que tiene limitaciones importantes y es que su funcionamiento no se puede extender a sistemas complejos o no lineales [22], [24], [25].

### **2.1.2 Modelo a partir de datos históricos**

Como se describe en este modelo mismo se obtiene a partir de la recopilación de datos históricos del proceso, este modelo adquiere información de un sin número de eventos presentados anteriormente, en base a este tipo de modelo se pueden construir otros tipos de modelos avanzados como la técnica de redes

neuronales y el modelo de Takagi & Sugeno (1985), en las investigaciones concluyen que este método aproxima el comportamiento de un sistema no lineal arbitrariamente alrededor de un punto específico [22], [24], [25].

Estos modelos como la técnica de Red Neuronal y el modelo difuso son técnicas con análisis avanzado que por su mismo modelo permiten lecturas no lineales dentro de un conjunto de datos, para este tipo de método es importante mencionar que la formulación computacional es muy costosa y además que se necesita la lectura de un conjunto muy grande de datos para el funcionamiento, por ende, no es factible para el sistema.

Es importante destacar que el valor agregado de este modelo es el imponente enfoque ya que permite el modelamiento de sistemas dinámicos no lineales, el éxito de este tipo de modelo está en la gran cantidad de conjuntos de datos que se pueda adquirir y a partir de ello realizar la construcción precisa de siguientes modelos, esto se logra únicamente con poder adquisitivo económico y no siempre se garantizan la adquisición de datos y existen limitaciones de zonas en las que pueden ser aplicables [22], [24], [25].

### **2.1.3 Modelo a partir de datos obtenidos**

Este método se basa en primer lugar ya haber conseguido conjuntos extensos de datos históricos, la función principal de este método es la identificación categorización y clasificación dentro de los datos en los cuales pueda existir una falla.

Para llevar a cabo las funciones como la clasificación, categorización y



clasificación utiliza algunos métodos como: la técnica de clasificación difusa, redes neuronales entre otro, según el tipo de datos que arroje un conjunto entonces se puede utilizar un método de los mencionados lo que permite una asignación de funcionamiento normal o condición anómala.

Para este tipo de método dado que su tipo de manejo es constante su costo computacional también es muy alto es por ello que se lo mantiene en un estado de recurso a partir de altos niveles de procesamiento, lo que para la mayoría de operadores quienes estén sujetos a este tipo de visualización no tendrán la mayor comprensión de la utilidad del sistema [25].

## 2.2 Métodos De Detección y Diagnóstico De Fallas

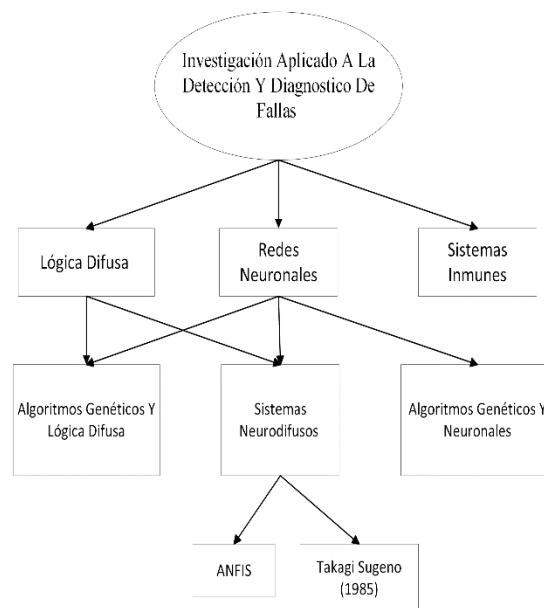
Dado que en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) existe la presencia de anomalías o fallas dentro del sistema, es por ello que surge la necesidad de solucionar problemas por medio de técnicas de procesamiento de fallas respectivos al haberse presentado una perturbación dentro del sistema, orientando soluciones que impidan algunos aspectos como pérdidas económicas, consecuencias o daños a lo largo de la red y tiempos fuera de servicio de la misma red.

Según los hechos planteados para la detección de fallas existen también algunas especificaciones las cuales permite la comparación de diversos métodos para el análisis de detección de fallas en un sistema de transmisión, algunos trabajos como [24] referencian trabajos y modelos de control convencionales, mismos que se sistematizan con el entorno de un

análisis matemático como métodos numéricos e inteligencia artificial para trabajos futuros o la simultaneidad de combinación entre los dos métodos [24], [25].

Los métodos de detección de fallas existente basados en la teoría de control y datos estadísticos son el principal objeto de investigación por parte de un grupo que se centra en el desarrollo de detección y diagnóstico de fallas, mismo que utilizan técnicas enfocados a modelos informáticos y de inteligencia artificial [26].

A partir de lo mencionado se puede describir en orden jerárquico cada una de las perspectivas de detección y diagnóstico de fallas mediante técnicas avanzadas de procesamiento de fallas.



**Figura 3.** Esquema Jerárquico sobre Investigación basada en la Detección Y Diagnostico de Fallas Mediante Tecnología Avanzada de [24].

### 2.2.1 *Sistemas de Lógica Difusa Para La Detección De Fallas*

Este tipo de método entra en materia para un caso de uso de redes neuronales artificiales enfocados a la detección de fallas, los sistemas de lógica difusa son variables complejas que ayudan a inferencias difusas y al muestreo de entradas y salidas esta evaluación obtiene datos dentro de un proceso de control [27].

### 2.2.2 *Redes Neuronales Para La Detección De Fallas*

La principal función de las redes Neuronales es la capacidad de aproximar datos sin distinción alguna de funciones multivariadas no lineales o a su vez lineales, este tipo de modelo parte de un proceso regresivo que compara con un proceso real y el resultado de esta comparación obtiene un residuo a partir de estas técnicas que hacen uso de los datos de salida en condición normal como en condición de falla [28], [29], [30].

Para abordar este método se aplican las diferentes técnicas por las que este método pasa para lograr un proceso:

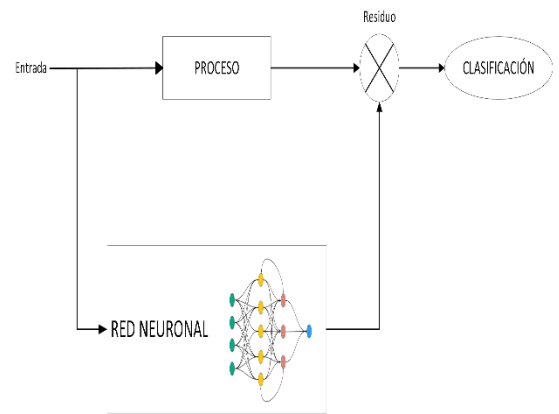
### 2.2.3 *Orientada A Datos*

Este tipo de técnica contempla comportamientos a partir de las salidas del sistema, esto permite el análisis de estudios diferentes como también con distintas estrategias como una técnica que logra el análisis de una red interconectada permanentemente en comparación con una red interconectada por límites de tiempo para modelar un sistema dinámico no lineal, la funcionalidad de este tipo de

técnica es comprobada realizando una comparación de las proximidades [28].

### 2.2.4 *Obtención De Residuos*

Mediante este proceso se puede ejecutar un modelo de proceso acompañado paralelamente con un proceso real ajustado al sistema, el resultado del proceso se dará mediante las diferencias en sus características por las cuales es posible estimar la presencia de falla.



**Figura 4.** Esquema Sistema de Obtención De Residuos Por Redes Neuronales [Autoría propia]

Por medio la red neuronal son evaluados datos de un sistema para que sea tolerante a un cierto rango de error en alguno de sus parámetros iniciales y aun así puede entregar un resultado en su salida correcto a pesar de su rango de error, el modelo obtiene una predicción de una salida en el siguiente instante de tiempo discreto  $k+1$  y por último el rango de diferencia con la salida se obtiene el residuo, aquí depende del tamaño del residuo para la detección de la falla [28].

### 2.2.5 *Evalúo De Residuos*

La evolución del residuo consiste en la diferencia de los procesos y el comportamiento del sistema

comparando un proceso real y un modelo operando en condiciones normales, la presencia de un residuo es la detección de la falla y el tipo de característica del residuo da por resultado la identificación de la falla [28].

### ***2.2.6 Proyección De Las Redes Neuronales En La Detección De Fallas***

Este tipo de técnicas es muy relevante debido a que evita el análisis de fases consideradas complejas dentro del sistema, existen algunas dificultades por la detección de múltiples fallas por el mismo medio se podría considerar la lectura de la información de líneas y por este medio incrementar el tipo de modelos [29], [30].

### ***2.2.7 Sistemas Inmunes Para La Detección De Fallas***

Este tipo de método es utilizado para el soporte de detección y optimizar la estructura de un sistema de detección, este método procura el desarrollo de un desempeño elevado en el sistema para obtener mejor comunicación en las redes, son aplicados a los sistemas de transmisión para la mitigación de fallas junto a la conexión de métodos como red neuronal debido a que los sistemas inmunes conllevan altos costos de computación u operación por lo que se puede mencionar como desventaja al ser utilizada este tipo de métodos, el sistema inmune crea zonas donde puede probar casos de operación normal o que entran en falla para luego realizar la comparación mediante el análisis de datos que crea este método, este tipo de método incluye algunas características como

crear una respuesta temprana y su funcionalidad consiste en identificar principalmente patrones no conocidos los cuales informa que son interferencias o errores por lo que procede a realizar su procesamiento de señal continua [31], [32].

### ***2.2.8 Transformada De Wavelet Para La Detección De Fallas***

La transformada de wavelet es una herramienta indispensable para la creación de algoritmos por su relevante propiedad de resolución, esta herramienta permite el análisis de cambios transitorios con las magnitudes de señal como voltajes y corrientes del sistema cuando entra en condición de falla, mismos que son extraídos por este método, el mencionado cambio afecta tanto en el dominio del tiempo como en el dominio de la frecuencia debido a sus cambios irregulares, este método también permite la descomposición de señales en diferentes resoluciones y con diferentes cambios en la frecuencia siempre procurando que sea el correcto para el análisis de señales no estacionarias .

La transformada wavelet continua puede describirse como en la formula (8)

$$T_{(\tau,s)} = \frac{1}{\sqrt{s}} \int_{-\infty}^{\infty} f(t) \psi * \left( \frac{t - \tau}{s} \right) dt \quad (8)$$

**Donde:**

$\tau$ : es el factor de cambio

$s$ : es el factor de escala

$\psi^+$ : “onda madre”

$\psi$  \*: representa el conjugado de la llamada “onda madre”

Para simulaciones en software computacional su configuración de la transformada de wavelet discreta se utiliza:

$$s = 2^a, \tau = 2^b$$

**Donde:**

a y b: son números positivos enteros

### 2.3 Diseño de un dispositivo de detección ultra rápido

Mediante el avance tecnológico en el mundo se ha facilitado el proceso de lectura y transformación de señales digitales mismas que son subidas y aportadas por dispositivos conectados a las líneas de transmisión [33], [34], estos dispositivos tienen la principal función de proteger y monitorear al sistema de la manera más rápida posible en las diferentes ubicaciones donde se encuentren dichos dispositivos, para el diseño de un dispositivo que detecte de manera ultra rápida una señal de falla se toma en cuenta los principales componentes dentro del dispositivo.

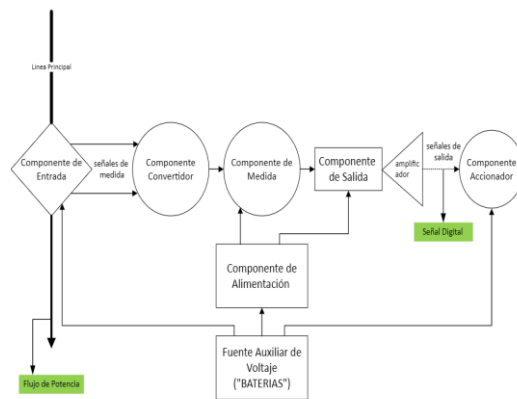


Figura 5. Esquema Básico Para Un Dispositivo De Protección [Autoría propia]

Para el diseño de un dispositivo ultrarrápido se consigue en base a, el esquema básico mostrado en la figura 5. siguiendo cada parte esencial del esquema se plantea el diseño del dispositivo de detección ultra rápido en función de la lógica de programación y de detección de señales de fallas.

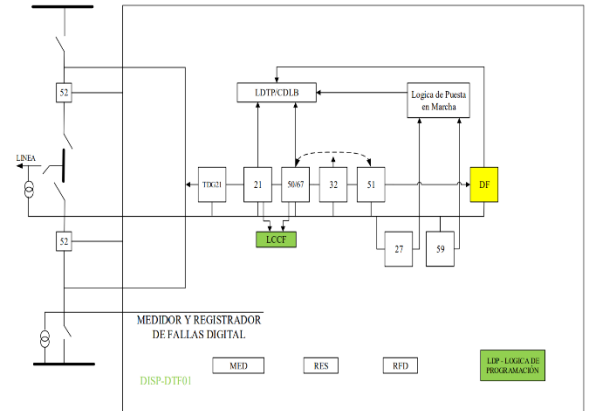


Figura 6. Diseño De Dispositivo De Detección Ultra Rápido [Autoría propia]

Su funcionamiento principal consta en base a la detección de fallas mediante el procesamiento de señal donde ocurre una perturbación, la perturbación es detectada en cuestión de milisegundos para que se envíen señales a los diferentes puntos-componentes del dispositivo y el mismo actúe frente a la perturbación detectada haciendo que cada elemento cumpla su función y procuren desconectar la línea del sistema instantáneamente, el algoritmo utilizado es modificado de manera que la detección de falla pueda ser en el menor al tiempo conocido actualmente en función de la transformada de wavelet tipo ‘Haar’ mismo que es aplicado en la lógica de programación. Los elementos que componen el dispositivo se muestran en la siguiente tabla, cada uno de los elementos que

componen el diseño de un dispositivo de detección ultrarrápido cumplen un papel específico e importante para el ajuste de tiempo de detección, el análisis de cada componente permite que el diseño del dispositivo minimice el tiempo de detección total frente a los tiempos de detección actualmente.

**Tabla 1.** Componentes De Un Dispositivo De Detección Ultra Rápido

ABREVIATURAS	NOMBRE
RDF	Registrador Digital De Fallas
RES	Registrador De Eventos Secuenciales
LDP	Lógica De Programación
MED	Medidor
VRDT	Valores Rápidos En El Dominio Del Tiempo
LDTP	Lógica de Disparo (Tecla Permisiva)
CDLB	Bloqueo Por Comparación Direccional
LCCF	Lógica De Conmutación En Caso De Fallo
HMI	Interfaz De Operador Local
DNP3	Protocolo de red 3.0 (Ethernet)

**Donde:**

**RDF.** – es un componente utilizado para guardar la información de las fallas o perturbaciones que ocurre en la red eléctrica dentro del sistema.

**RES.** – permanece en supervisión de los relés de entrada, puede ser configurado por medio de los bits que se registran y se marcan con la hora, el RES registra de forma esencial los eventos como el encendido y los cambios de configuración, el registrado secuencial almacena las primeras 10k entradas de forma permanente, este componente visualiza los eventos con una resolución de 100  $\mu$ s y una precisión

de 100 ns cuando están conectados a un reloj de alta precisión.

Se utiliza el DNP3 para la lectura continua en tiempo real de los cambios binarios a su sistema HMI.

**LDP.** – es un componente personalizable ya que contiene toda la lectura de lógica de programación este maneja las condiciones de disparo, activador, registrador de transitorios, entradas de control, bits accionadores de salidas binarias, las variables y ecuaciones que formen LDP se procesan cada 0.1 ms velocidad de procesamiento en los intervalos del dominio del tiempo y esquemas de protección.

**MED.** – componente que mide fasores como (magnitud y ángulo) para todos los voltajes y corrientes de entrada, componentes simétricos y la frecuencia.

Puede medir cualquiera de las entradas del TC ya sea por separado, además de la corriente de línea combinada al habilitarse el canal de fibra óptica.

Durante su funcionamiento puede acceder a los datos de medición del HMI en un panel frontal y en el ordenador conectado al relé, utilizando el protocolo DNP3.

**VRDT.** – es un novedoso protocolo que transmite por medio de ethernet las magnitudes de voltaje y corriente instantáneas con una resolución de 1 $\mu$ s para aplicaciones de visualización e investigación, estas aplicaciones se visualizan permanentemente en tiempo real a través de plataformas de monitorización constante.

**LDTP.** – permite la utilización de componentes adheridos a esta tecla, cuando se utiliza con un canal digital

de alta velocidad este esquema actúa de 2 a 6 milisegundos en función a la longitud de la línea.

**CDLB.** – es una tecla de protección para el beneficio de la línea, este componente logra una desconexión arbitraria y con el tiempo mínimo para cualquier falla, logra cubrir absolutamente toda la longitud de la línea.

**LCCF.** – es un componente que funciona a partir de la lógica de protección, este componente elimina el fallo una vez que la línea es energizada con su lógica de programación una vez procesados los datos en (LDP), este componente tiene algunos puntos importantes a considerar:

- Se configura el relé para receptor la señal que indica el cierre de un interruptor o que la lógica LCCF se inicie automáticamente en concordancia con la posición del interruptor (52).
- Este elemento también funciona como un portavoz cuando la línea se estabiliza informando que la línea continua con su operación normal o envía información de la operación sobre la línea.

**Tabla 2.** Elementos De Un Dispositivo De Detección Ultra Rápido

ABREVIATURAS	NOMBRE
21	Distancia Entre Fase Y Tierra
TDG21	Distancia De Fase Y Tierra Incremental-Cuantitativa
27	Mínima Tensión (Fase, Fase-Fase, Y Secuencia Positiva)
32	Direccional De Potencia (Fase, Secuencia Cero Y Secuencia Negativa)

50	Sobreintensidad (Secuencia 0, Secuencia Negativa Y Fase)
51	Sobreintensidad De Tiempo Inverso (Secuencia 0, Secuencia Negativa Y Fase)
59	Sobretensión (Fase, Fase-Fase, Secuencia Positiva, Secuencia Negativa Y Secuencia 0)
67	Sobreintensidad Direccional Y De Tiempo Definido (Secuencia 0, Secuencia Negativa Y Fase)

### Donde:

**21.-** este elemento es un relé de distancia, se utiliza para la protección de la línea de transmisión, encargado de medir la impedancia de la línea de acuerdo a la condición de la siguiente formula  $Z = V/I$ , es la relación del voltaje sobre la corriente, esta lectura de magnitudes argumenta que si la medida de su impedancia es menor respecto a la impedancia de carga entonces la protección actúa.

**TDG21.-** es el elemento que utiliza magnitudes incrementales entre la diferencia de voltaje y corriente instantáneo sin la dependencia de un canal de protección, el relé procesa sus cálculos y su lógica de magnitud a 10 kHz, este elemento logra cubrir el 80% de la longitud de la línea, además de que este elemento actúa entre 2 y 5ms dependiendo de la ubicación de la falla.

Este elemento utiliza seis bucles de medida para abordar todos los tipos de falla en la línea y por último aplica un voltaje instantáneo antes de la llegada de una falla en una zona de alcance como el límite de su sensibilidad y su velocidad, este elemento es altamente fiable ya que a fallas de resistencia cero su velocidad es de 2 milisegundos para fallas cercanas y menos de 2

milisegundos para fallas aún más cercanas a la red.

**27.-** es un relé de protección el cual se utiliza para proteger un sistema contra caídas de voltaje.

**32.-** es un elemento direccional se utiliza para respaldar elementos de distancia cuando existe la presencia de fallas trifásicas equilibradas y también para el respaldo de elementos de distancia entre fase y tierra durante operaciones de polo abierto.

**51.-** es un relé con transformador de corriente este permite la lectura de la corriente que fluye por el conductor, es utilizado para monitorear calentamiento de conductores y el paso de corriente.

**52.-** es un interruptor automático (circuit breaker) o relé de control su actuación de cierre o apertura de sus contactos depende de la señal de magnitud eléctrica.

**59.-** es un relé de protección el cual se utiliza para proteger un sistema contra sobrevoltajes.

**50/67.-** el relé 50 es la protección de sobre corriente instantánea su función principal es comparar las direcciones de la corriente de falla en los dos extremos de la línea, si este elemento indica que las corrientes de falla se dirigen hacia la zona de protección entonces toma como falla y el relé acciona el disparo.

El relé 67 es la protección de sobre corriente direccional es utilizado para la medición de su magnitud de corriente y también para la detección

de su sentido, tomando en referencia el voltaje del sistema.

### **3 Formulación Del Problema**

La presente investigación se centra en mejorar el tiempo de detección de una falla en un sistema ejemplo IEEE de 9 barras, dentro del sistema se evalúan los tiempos de detección en cada fase y nodos del sistema considerando que el objetivo es disminuir los tiempos en que se han desarrollado actualmente, y adicionalmente dichos tiempos también son considerados por aspectos en concordancia del diseño del dispositivo de detección ultra rápida, la investigación se limita al dispositivo diseñado y la capacidad de respuesta de tiempo en el contexto del sistema IEEE 9 barras considerado en el presente artículo.

Para la presente investigación se opta por el análisis de tiempos de detección basados en el procesamiento de señales de fallas para la red debido a que la seguridad y la continuidad del sistema es crucial, dentro de los sistemas de protección existen equipos que permiten la visualización de operación del sistema y estos equipos emiten señales de magnitudes eléctricas que monitorizan dichos equipos, el presente artículo tiene como objetivo el diseño de un dispositivo que utilice el procesamiento de señales para determinar el tiempo que toma en condición de falla para aclarar la zona fallada lo antes posible, y de forma eficiente, también un punto importante del diseño de un dispositivo ultra rápido es la mejora del tiempo de detección en condiciones de falla, para que los impactos dentro del sistema sean mínimos, y no afecten a equipos

conectados indirectamente o para evitar daños en equipos que lleguen averiarse por picos altos de magnitudes eléctricas [8].

Hoy en día gracias al gran avance tecnológico y la potencia digital el procesamiento de señales de fallas juega un papel muy importante para el análisis de tiempo en el presente artículo debido a la utilización de algoritmos avanzados en base a los métodos de detección de señales de fallas, el sistema de procesamiento de señales recopila información del software de simulación utilizado para el análisis de eventos de fallas en un sistema de ejemplo IEEE 9 barras [8]. El problema que se abarca actualmente dentro de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), focalizando un punto específico como las líneas de transmisión, es que, al existir una perturbación en la red, esta red entra en condiciones fuera de servicio por lo que esto ocasiona que, al estar en condiciones no beneficiarias para la continuidad de energía genera también pérdidas significativas para la administración económica del sector eléctrico.

Tabla 1. Pseudocódigo para la Detección de falla

**Algoritmo 1: Detección de Falla**

**Inicio**  
**Paso 1: Entrada:**  
 OS(nombredelarchivo) = OS(faseA), OS(faseB), OS(faseC);  
 level (1, 2, 3);  
 a ∈ variable de control tipo 'haar'

**Paso 2: Salida:**  
 {(MV), (tiempo\_p)}

**Paso 3: Extracción de datos:**  
 x\_values = OS(:, x\_column);  
 y\_values = OS(:, y\_column);

**Paso 4: Descomposición de la función wavelet:**

```
[c, l] = wavedec(y_values, level, 'haar');
d1 = detcoef(c, l, level);
FD = interpft(d1, 2 * length(d1));
MV = max(abs(FD));
```

**Paso 5: Inicializar:**  
 tiempos = zeros(1, length(FD));

**Conformación del bucle para FD:**  
 Para j = 1:4: length(FD)

**Paso 6: Detección de fallas:**

Si FD(j) > XX && a == 1  
 XX = valores threeshold

**Muestra grafica punto de falla en:**  
 x\_values(j), y\_values(j)  
**Mensaje de detección:**  
 'Falla detectada en el punto'

**Variable de Control:**  
 a = a + 1

**Paso 7: Cálculo del tiempo de procesamiento:**

tiempo\_p = mean(tiempos);

**Mensaje de detección:**  
 'Tiempo del procesamiento de la Señal de Falla' en segundos ∈ cadena de caracteres en la variable = num2 (tiempo\_p)

**Fin**

Tabla 2. Variables del Pseudocódigo.

VARIABLE	DESCRIPCIÓN
filename	Nombre del archivo .csv
OS	Matriz que guarda los datos leídos del archivo .csv
a	Variable utilizada en el algoritmo para detectar el evento de falla
level	Nivel de descomposición de la transformada de wavelet
x_column	valores de tiempo que contiene la columna en el archivo .csv
y_column	valores de magnitud que contiene la columna en el archivo .csv
x_values	vector que contiene los valores de tiempo en la matriz OS
y_values	vector que contiene los valores de magnitud en la matriz OS
c	coeficientes de la descomposición wavelet para la señal de la variable "y_values"



l longitudes de los componentes de la descomposición  
 d1 coeficientes de detalle obtenidos en el nivel especificado de la descomposición wavelet  
 FD coeficientes interpolados a una longitud para el presente caso que es el doble de la variable "d1"  
 MV valor máximo de la magnitud absoluta de los coeficientes interpolados según la variable "FD"  
 tiempos vector para almacenar los tiempos de ejecución de cada iteración

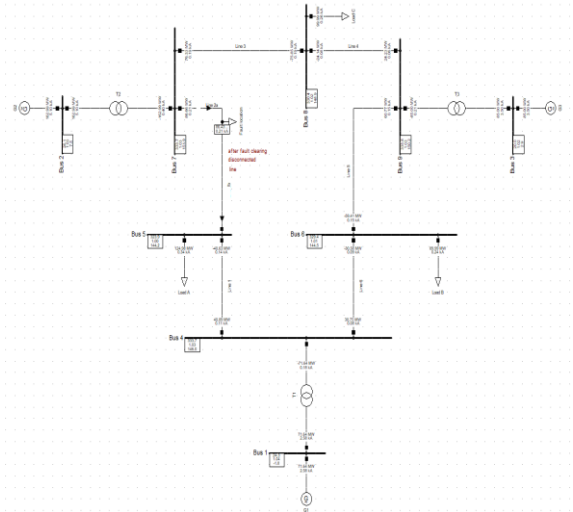


Figura 7. Sistema Ejemplo IEEE 9 Barras

## 4 Caso de estudio

### 4.1 Sistema Ejemplo 9 Barras IEEE

Para el análisis del tiempo de detección se utiliza un ejemplo estándar de 9 barras IEEE a 60 hz, con voltaje base de 110 kv, su potencia 247.5 MVA, este ejemplo posee 6 líneas a lo largo del sistema y para su respectivo análisis en p.u se utiliza una corriente base del sistema de 1.299kA. Se simula una falla al 25% en cada una de las líneas que permita observar el comportamiento de las ondas en los gráficos de cada sección, se toma los datos o puntos de la muestra de las ondas en un archivo Excel que genera el software Digsilent con los datos sumergidos, este archivo permite copilar en el software de simulación MATLAB algoritmos de procesamiento de señales de fallas y cálculos matemáticos avanzados para así determinar el tiempo mínimo en que se detecta la señal de falla en el gráfico de cada sección, distribuido por sus líneas.

Tabla 3. Detalle de los Terminales de las Líneas

Línea	Línea Tipo	Terminal i	Terminal j
Línea 1	Línea 4-5	bus 5	bus 4
Línea 3	Línea 7-8	bus 7	bus 8
Línea 4	Línea 8-9	bus 8	bus 9
Línea 5	Línea 6-9	bus 9	bus 6
Línea 6	Línea 4-6	bus 6	bus 4

Tabla 4. Detalle De La Localización Del Evento De Falla

Línea	Localización Del Evento De Corto Circuito [%]	Localización Del Evento De Corto Circuito [km]	Frecuencia De Estimación Del Tiempo De Viaje [Hz]
Línea 1	25	0.25	100000
Línea 3	25	0.25	100000
Línea 4	25	0.25	100000
Línea 5	25	0.25	100000
Línea 6	25	0.25	100000

La utilización del sistema ejemplo IEEE 9 barras presenta 6 líneas de transmisión conectadas al sistema, para el presente artículo se procede a simular una falla trifásica en la línea 1,

3, 4, 5, 6 y a continuación se presentan algunos casos para una falla al 25% de la línea todos los casos con tiempo de ejecución de la falla en 0.3 segundos para la observación de su comportamiento y determinar el tiempo de detección de la perturbación en la línea correspondiente.

#### 4.1.1 *Obtención del umbral threshold*

El umbral threshold se utiliza para el pseudocódigo y el mismo cumple la función de detectar un evento dentro del “sistema”, en este caso para determinar la elevación o aumento del valor determinado en la interpolación de la señal wavelet, obtenida mediante el promedio manualmente presentados en la descomposición grafica de la misma wavelet.

Es decir, se determina los valores manualmente en concordancia a los resultados en la gráfica de la descomposición seleccionando los valores máximos y mínimos según corresponda en las variables en conjunto FD Y OS, presentadas en el pseudocódigo del algoritmo quedando así los valores presentados en la tabla 17.

Se muestra una señal aleatoria de la línea 1 para demostrar el límite de los puntos seleccionados mismo que se utiliza para determinar todo valor threshold, he aquí la condición de no sobrepasar o disminuir el límite para su respectiva detección, sea la señal dependiendo la magnitud de corriente o voltaje para la presentación de funcionamiento del algoritmo.

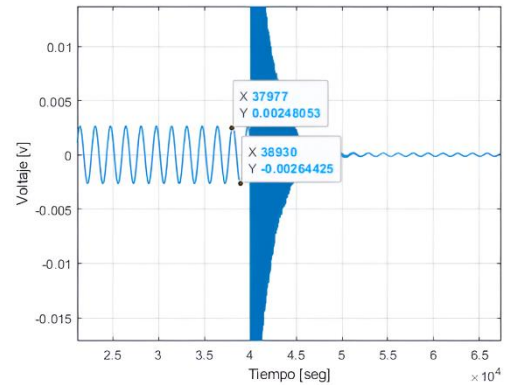


Figura 8. Límite de los valores threshold para voltaje.

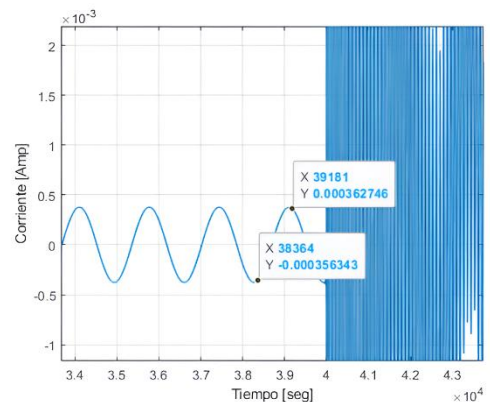


Figura 9. Límite de los valores threshold para corriente.

#### 4.1.2 *Falla al 25% de la línea con tiempo de ejecución de la falla en 0.3 segundos*

Para el siguiente caso se configura la ejecución de la falla en 0.3 segundos, con la característica de transientes electromagnéticos y 0.00001 en el tamaño de pasos de muestreo lo que equivale a 100 k-Hz en las condiciones iniciales de la simulación para el sistema.

### 4.1.3 Caso 1: Línea 1-Falla trifásica

#### 4.1.4 Bus 1

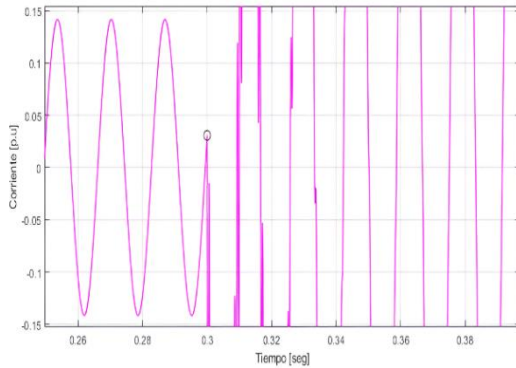


Figura 10. Detección de Falla Magnitud:  
Corriente en la Fase A; Línea 1

La detección en la fase A para corriente de la línea 1 presenta una precisión muy alta a comparación de otras señales de acuerdo al tiempo de ejecución de la falla en 0.3 segundos en cambio el tiempo de detección es igual a 0.00050428 milisegundos.

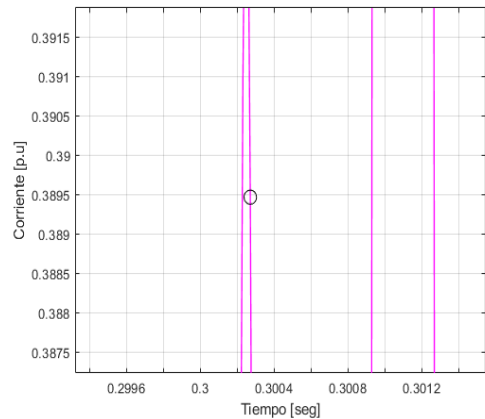
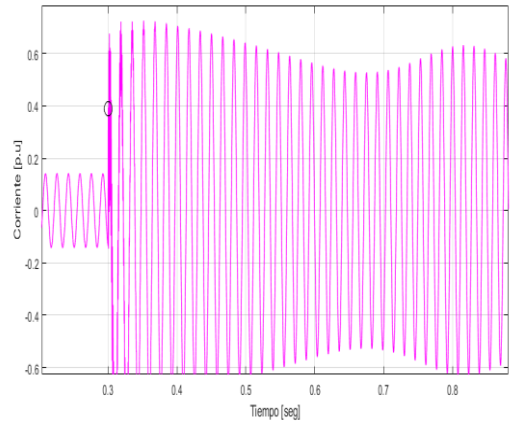


Figura 11. Detección de Falla Magnitud:  
Corriente en la Fase B; Línea 1

La precisión en la detección de falla para la fase B para corriente en la línea 1 presenta una variación de 0.0001 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.0001 segundos en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.00027034 milisegundos.

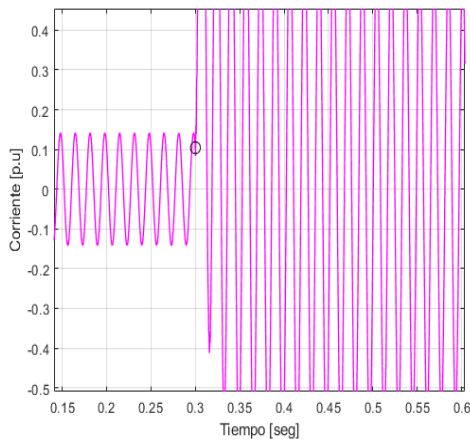
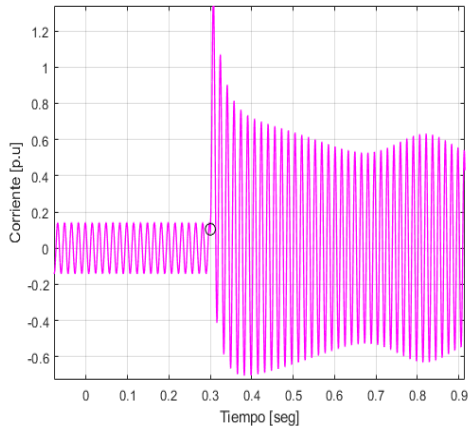


Figura 12. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase C; Línea 1

La detección en la fase C para corriente de la línea 1 presenta una precisión muy alta a comparación de algunas señales diferentes de acuerdo al tiempo de ejecución de la falla en 0.3 segundos con un tiempo de detección igual a 0.0001048 milisegundos.

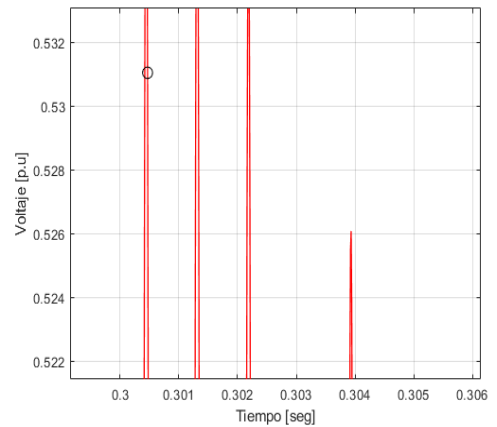
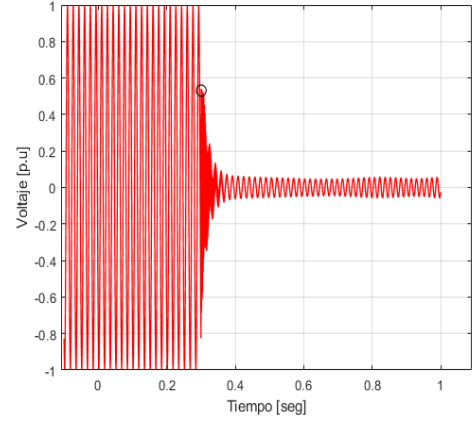


Figura 13. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase A; Línea 1

La precisión en la detección de falla para la fase A para voltaje en la línea 1 presenta una variación a 3.00047 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.00047 segundos en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.00023004 milisegundos.

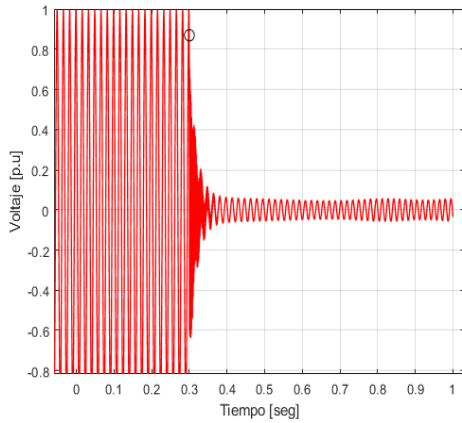


Figura 14. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase B; Línea 1

La precisión en la detección de falla para la fase B para voltaje en la línea 1 presenta una variación a 3.0003 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.0003 segundos en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.00020519 milisegundos.

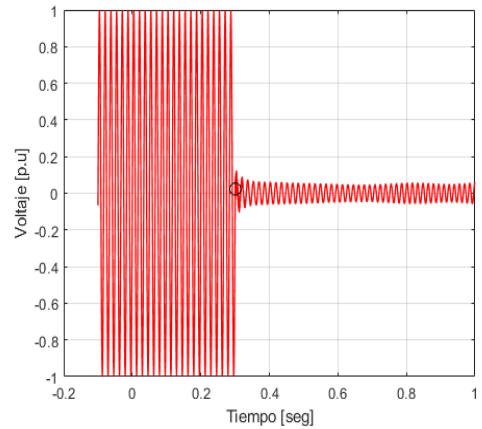


Figura 15. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase C; Línea 1

La precisión en la detección de falla para la fase C para voltaje en la línea 1 presenta una variación a 3.00055 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.00055 segundos en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.0002989 milisegundos.

### 4.1.5 Bus 2

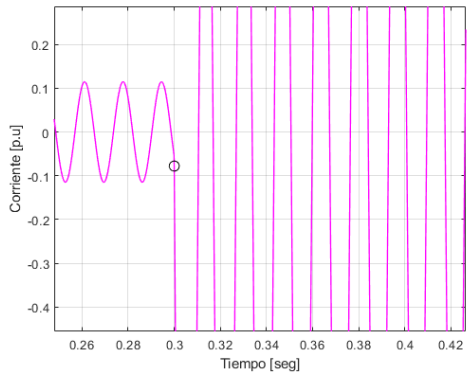
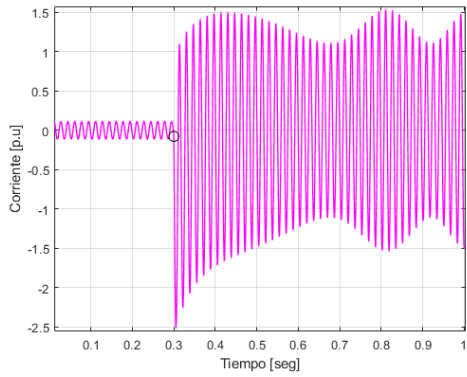


Figura 16. Detección de Falla Magnitud:  
Corriente en la Fase A; Línea 1

La detección en la fase A para corriente de la línea 1 presenta una precisión muy alta a comparación de acuerdo al tiempo de ejecución de la falla en 0.3 segundos, el tiempo de detección es igual a 0.00050428 milisegundos.

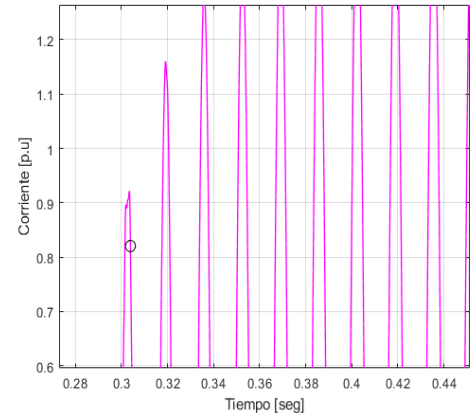
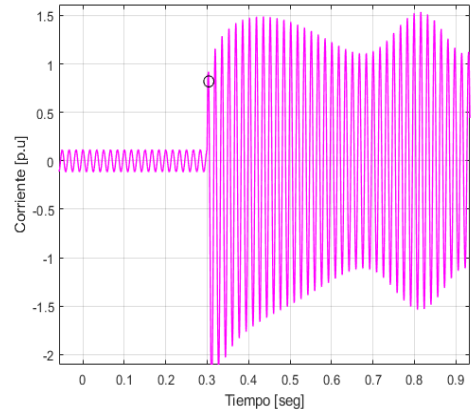


Figura 17. Detección de Falla Magnitud:  
Corriente en la Fase B; Línea 1

La precisión en la detección de falla para la fase B en corriente en la línea 1 presenta una variación entre 0.3 y 0.32 segundos, exactamente en 0.30059 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso en milisegundos de lectura de su señal en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.00027034 milisegundos.

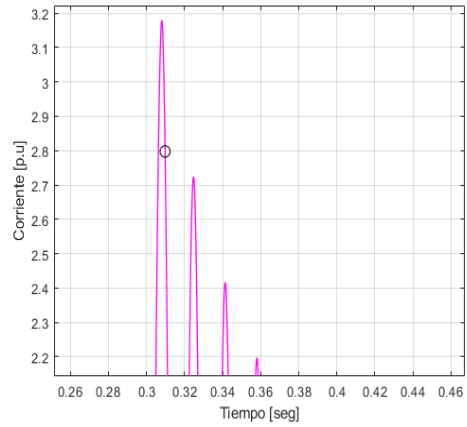
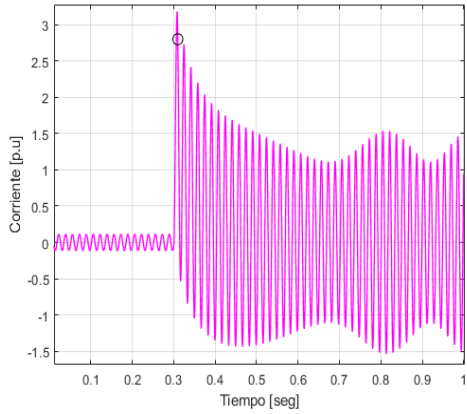


Figura 18. Detección de Falla Magnitud:  
Corriente en la Fase C; Línea 1

La precisión en la detección de falla para la fase C en corriente en la línea 1 presenta una variación entre 0.3 y 0.32 segundos, exactamente en 0.30047 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso en milisegundos de lectura de su señal en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.0001048 milisegundos.

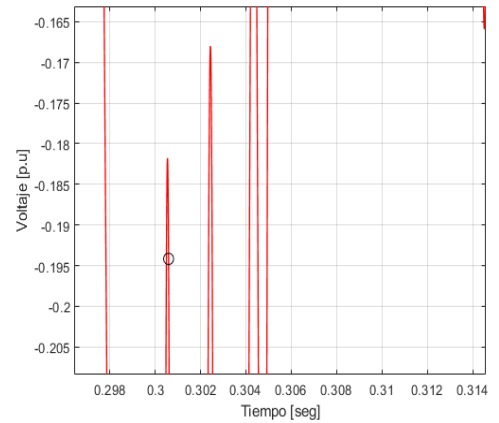
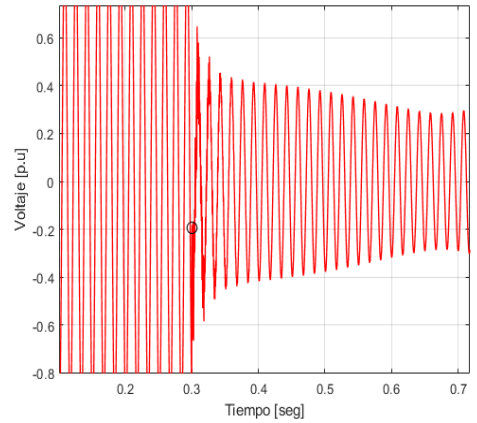


Figura 19. Detección de Falla Magnitud: Voltaje  
en la Fase A; Línea 1

La precisión en la detección de falla para la fase A para voltaje en la línea 1 presenta una variación a 3.0003 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.0003 segundos en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.00023597 milisegundos.

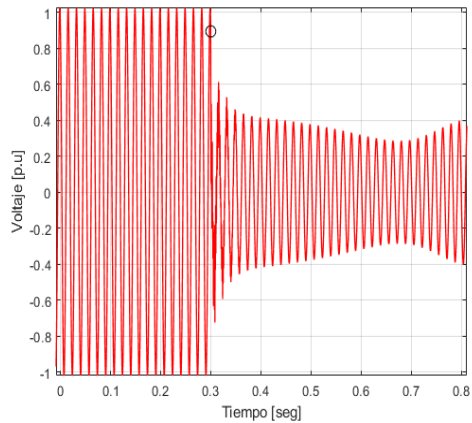


Figura 20. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase B; Línea 1

La precisión en la detección de falla para la fase B para voltaje en la línea 1 presenta una variación a 3.0003 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.0003 segundos en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.00027198 milisegundos.

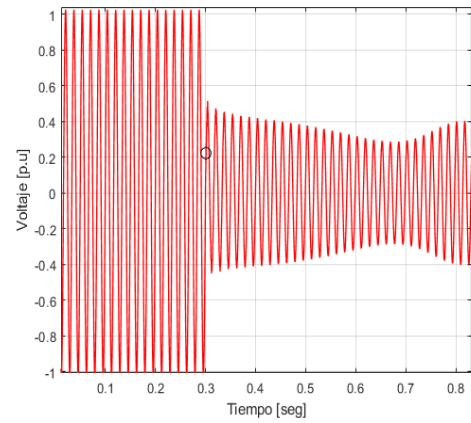


Figura 21. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase C; Línea 1

La precisión en la detección de falla para la fase A para voltaje en la línea 1 presenta una variación a 3.0003 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.0003 segundos en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.0009722 milisegundos.



### 4.1.6 Caso 2: Línea 3-Falla trifásica

#### 4.1.7 Bus 1

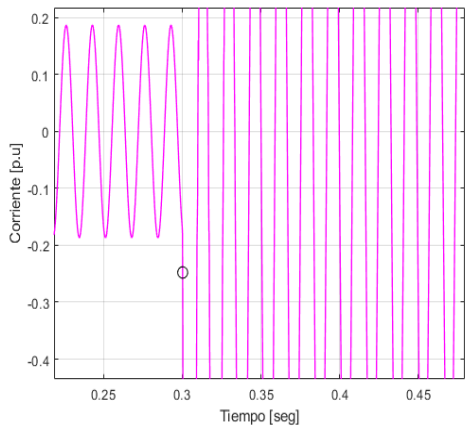
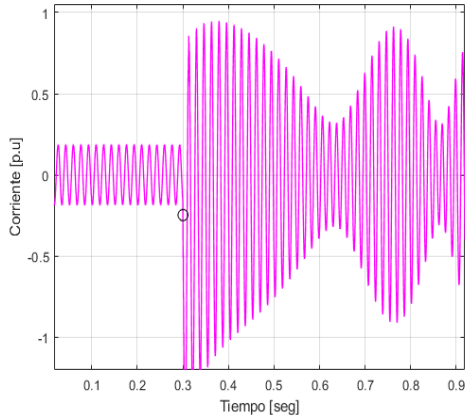


Figura 22. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase A; Línea 3

La precisión en la detección de falla para la fase A en corriente en la línea 3 presenta una variación entre 0.3 y 0.35 segundos, exactamente en 0.30011 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.00011 segundos de lectura de su señal en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.0033458 milisegundos.

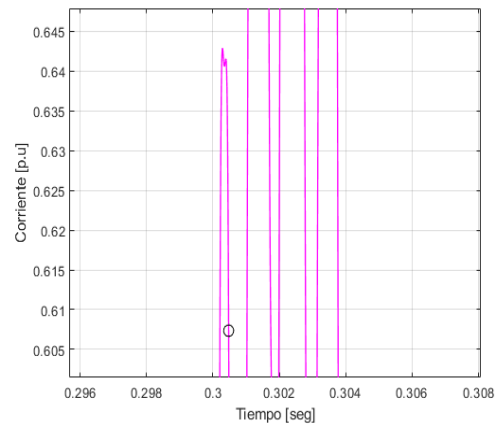
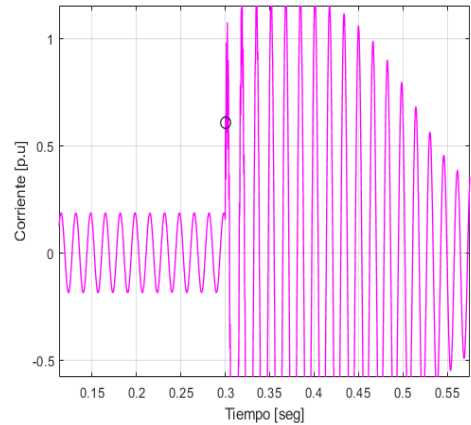


Figura 23. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase B; Línea 3

La precisión en la detección de falla para la fase B en corriente en la línea 3 presenta una variación entre 0.3 y 0.302 segundos, exactamente en 0.30043 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.00043 segundos de lectura de su señal en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.00017241 milisegundos.

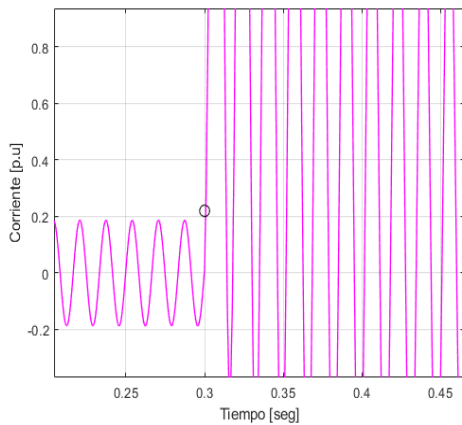
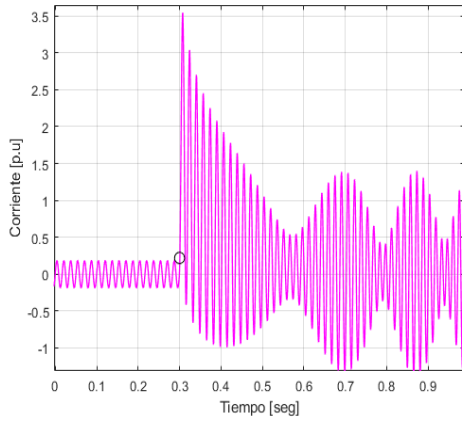


Figura 24. Detección de Falla Magnitud:  
Corriente en la Fase C; Línea 3

La precisión en la detección de falla para la fase C en corriente en la línea 3 presenta una variación entre 0.3 y 0.35 segundos, exactamente en 0.30783 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.00783 segundos de lectura de su señal en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.00021186 milisegundos.

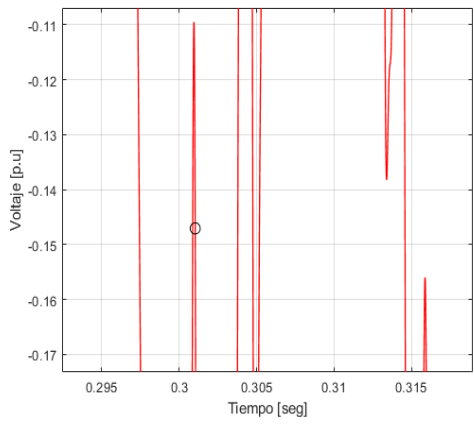
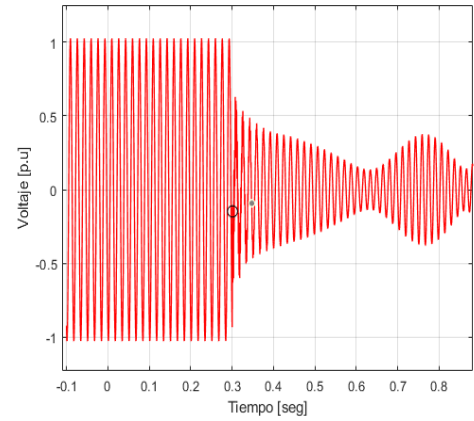


Figura 25. Detección de Falla Magnitud: Voltaje  
en la Fase A; Línea 3

La precisión en la detección de falla para la fase A para voltaje en la línea 3 presenta una variación a 3.0009 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.0009 segundos en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.000027879 milisegundos.

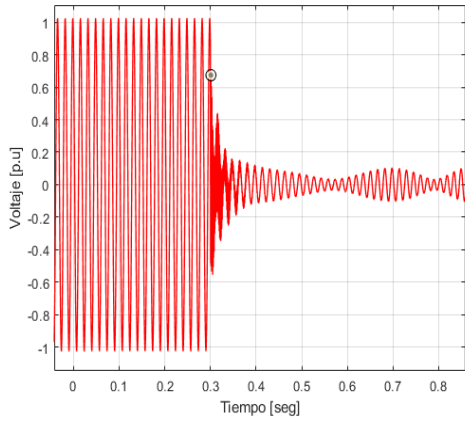


Figura 26. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase B; Línea 3

La precisión en la detección de falla para la fase B para voltaje en la línea 3 presenta una variación a 3.0003 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.0003 segundos en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.0000022303 milisegundos.

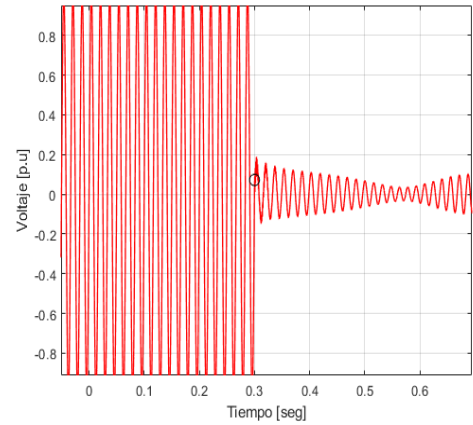


Figura 27 . Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase C; Línea 3

La detección en la fase C para voltaje de la línea 3 presenta una precisión muy alta a comparación de las otras señales de acuerdo al tiempo de ejecución de la falla en 0.3 segundos, asimilando que el tiempo de detección es igual a 0.00026811 milisegundos.

#### 4.1.8 Bus 2

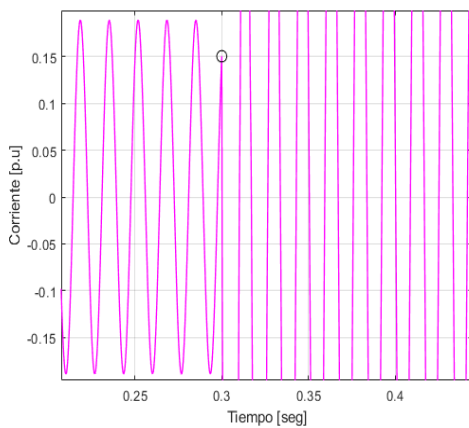
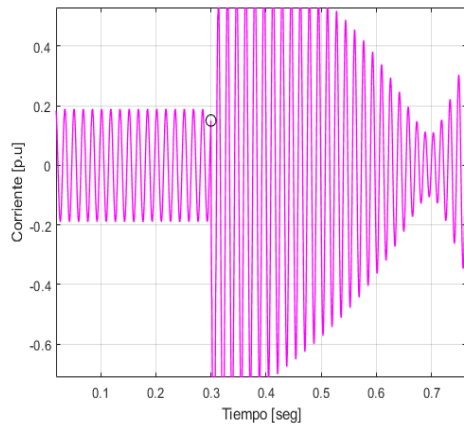


Figura 28. Detección de Falla Magnitud:  
Corriente en la Fase A; Línea 3

La detección en la fase A para corriente de la línea 3 presenta una precisión muy alta a comparación de otras señales de acuerdo al tiempo de ejecución de la falla en 0.3 segundos en cambio el tiempo de detección es igual a 0.00024549 milisegundos.

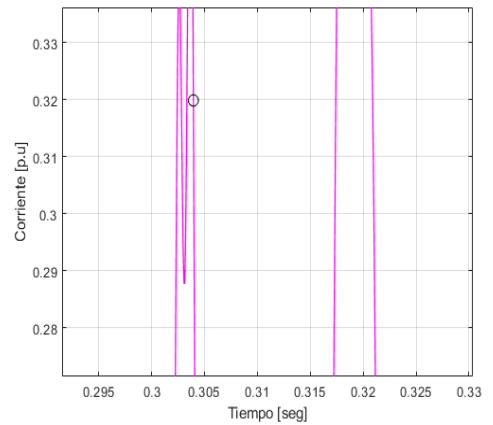
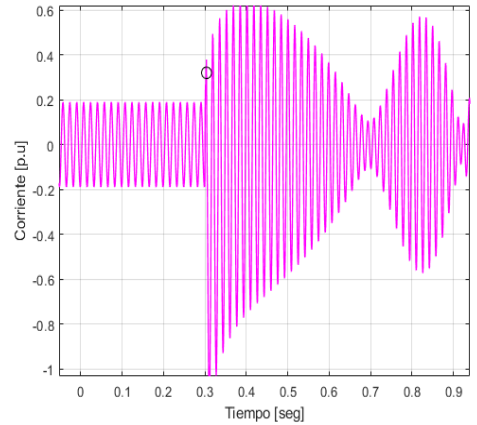


Figura 29. Detección de Falla Magnitud:  
Corriente en la Fase B; Línea 3

La precisión en la detección de falla para la fase B en corriente en la línea 3 presenta una variación entre 0.3 y 0.305 segundos, exactamente en 0.30151 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.00151 segundos de lectura de su señal en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.00024549 milisegundos.

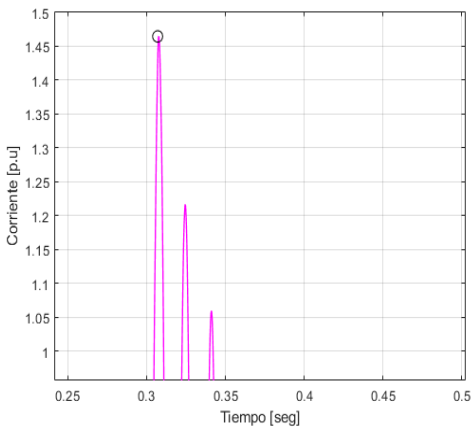
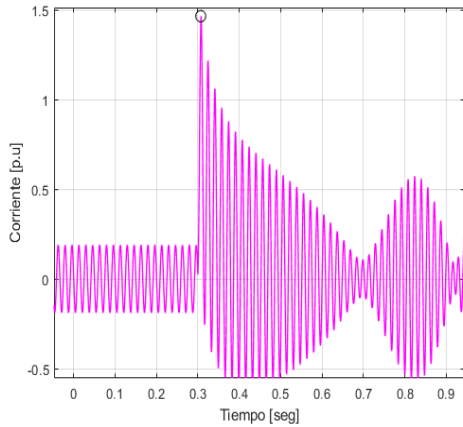


Figura 30. Detección de Falla Magnitud:  
Corriente en la Fase C; Línea 3

La precisión en la detección de falla para la fase C en corriente en la línea 3 presenta una variación entre 0.3 y 0.35 segundos, exactamente en 0.30151 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.00151 segundos de lectura de su señal en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.00023325 milisegundos.

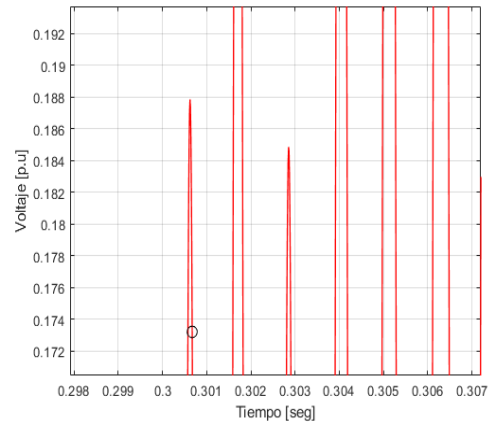
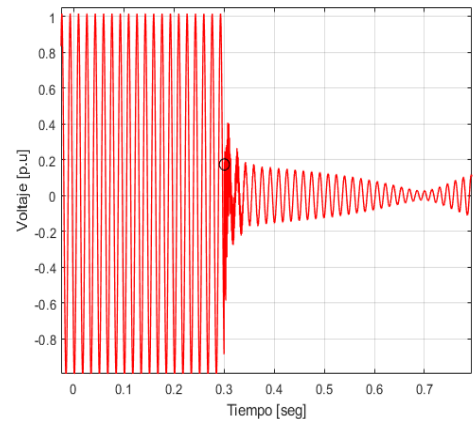


Figura 31. Detección de Falla Magnitud: Voltaje  
en la Fase A; Línea 3

La precisión en la detección de falla para la fase A en voltaje en la línea 3 presenta una variación entre 0.3 y 0.301 segundos, exactamente en 0.30067 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.00067 segundos de lectura de su señal en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.00021563 milisegundos.

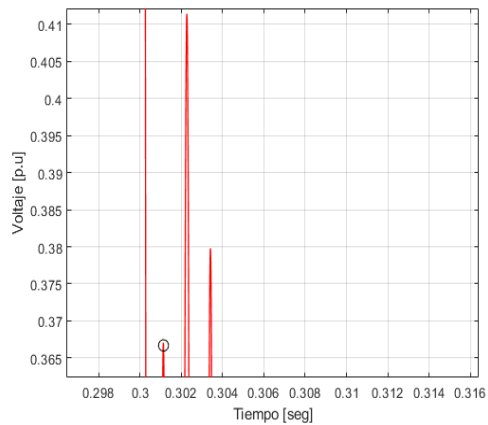
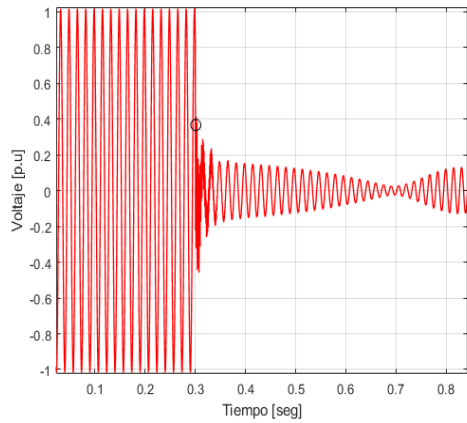


Figura 32. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase B; Línea 3

La precisión en la detección de falla para la fase B en voltaje en la línea 3 presenta una variación entre 0.3 y 0.302 segundos, exactamente en 0.30003 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.00151 segundos de lectura de su señal en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.00022924 milisegundos.

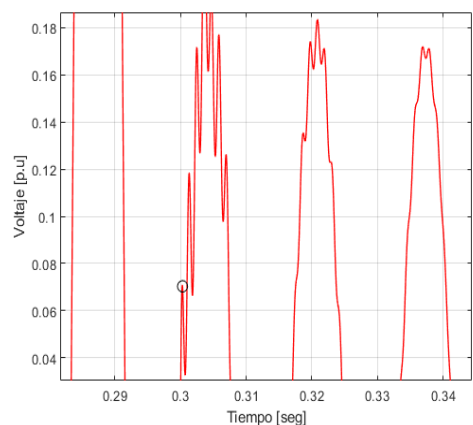
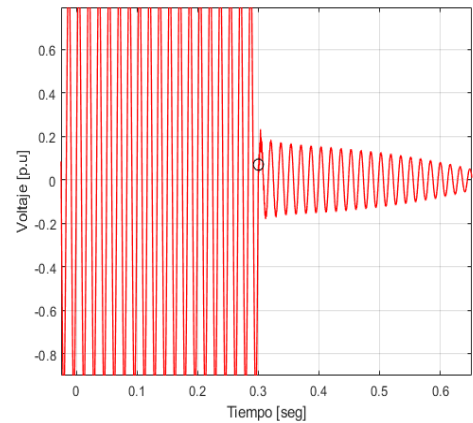


Figura 33. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase C; Línea 3

La precisión en la detección de falla para la fase C en voltaje en la línea 3 presenta una variación entre 0.3 y 0.31 segundos, exactamente en 0.30003 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.0003 segundos de lectura de su señal en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.000094841 milisegundos.

### 4.1.9 Caso 3: Línea 4-Falla trifásica

#### 4.1.10 Bus 1

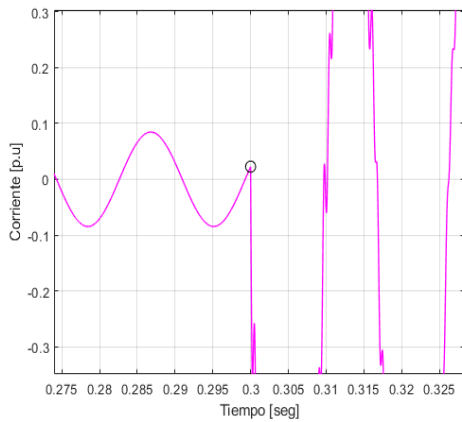
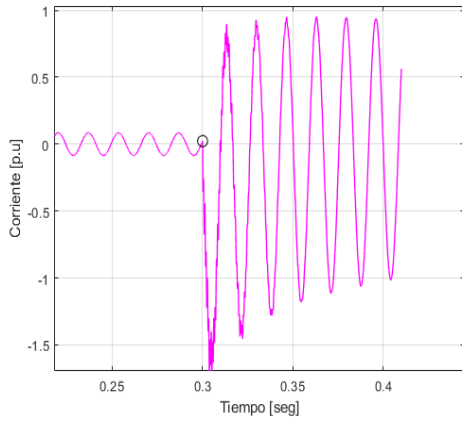


Figura 34. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase A; Línea 4

La detección en la fase A para corriente de la línea 4 presenta una precisión muy alta a comparación de otras señales de acuerdo al tiempo de ejecución de la falla en 0.3 segundos en cambio el tiempo de detección es igual a 0.00081868 milisegundos.

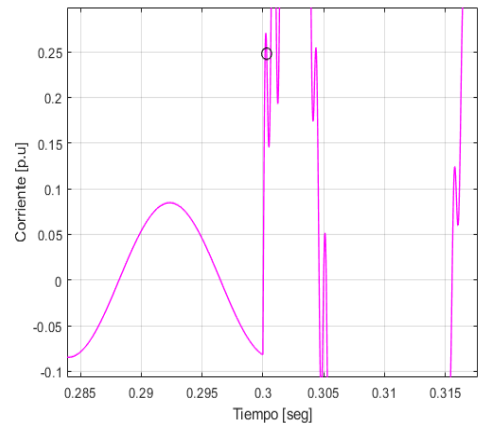
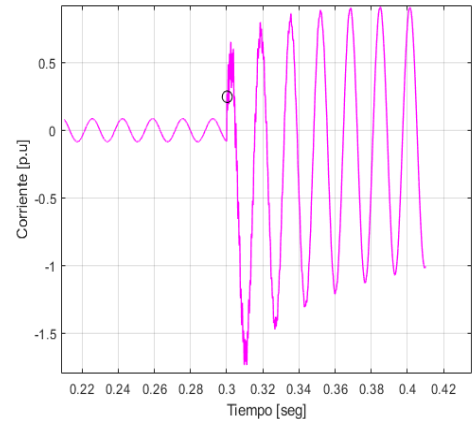


Figura 35. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase B; Línea 4

La precisión en la detección de falla para la fase B en corriente en la línea 4 presenta una variación entre 0.3 y 0.305 segundos, exactamente en 0.30027 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.00027 segundos de lectura de su señal en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.00090072 milisegundos.

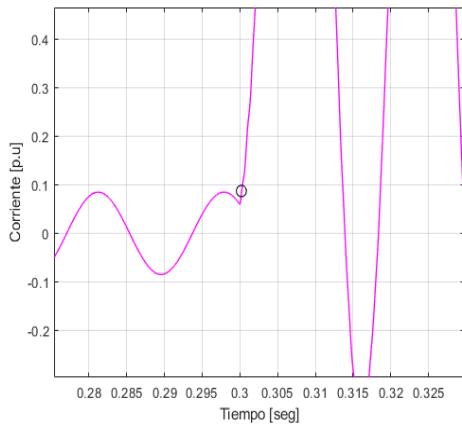
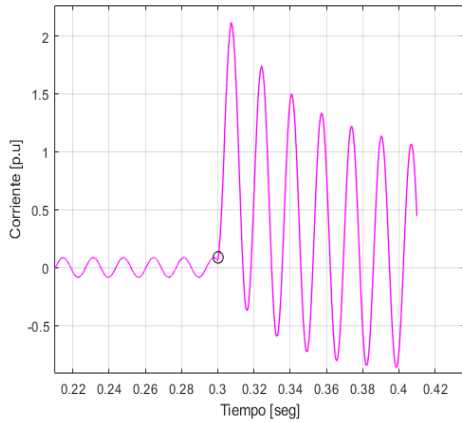


Figura 36. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase C; Línea 4

La precisión en la detección de falla para la fase C en corriente en la línea 4 presenta una variación entre 0.3 y 0.305 segundos, exactamente en 0.300571 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.000571 segundos de lectura de su señal en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.0082033 milisegundos.

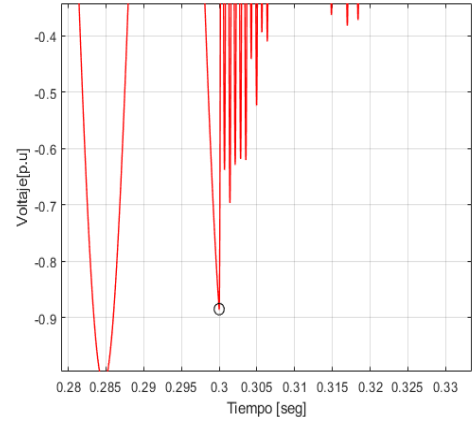
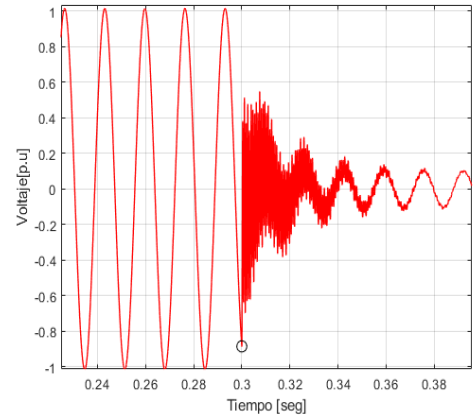


Figura 37. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase A; Línea 4

La precisión en la detección de falla para la fase A en voltaje en la línea 4 presenta una variación entre 0.3 y 0.305 segundos, exactamente en 0.30039 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.00039 segundos de lectura de su señal en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.0011264 milisegundos.



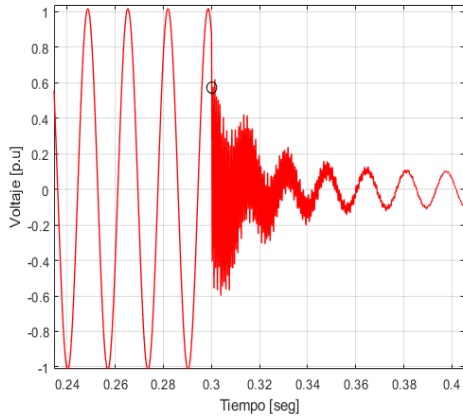


Figura 38. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase B; Línea 4

La precisión en la detección de falla para la fase B en voltaje en la línea 4 presenta una variación entre 0.3 y 0.305 segundos, exactamente en 0.30003 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.0003 segundos de lectura de su señal en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.000076653 milisegundos.

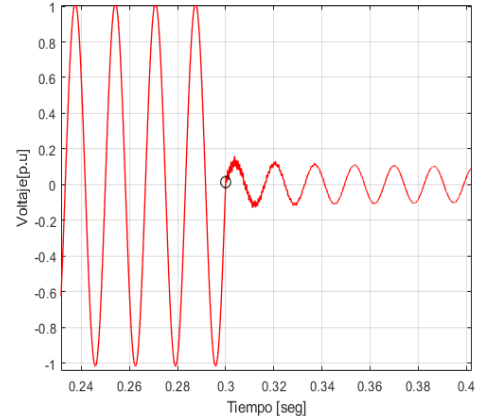


Figura 39. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase C; Línea 4

La detección en la fase C para voltaje de la línea 4 presenta una precisión muy alta a comparación de otras señales de acuerdo al tiempo de ejecución de la falla en 0.3 segundos, en cambio el tiempo de detección es igual a 0.00012367 milisegundos.

### 4.1.11 Bus 2

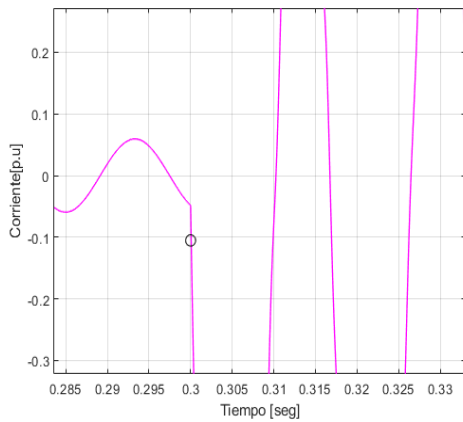
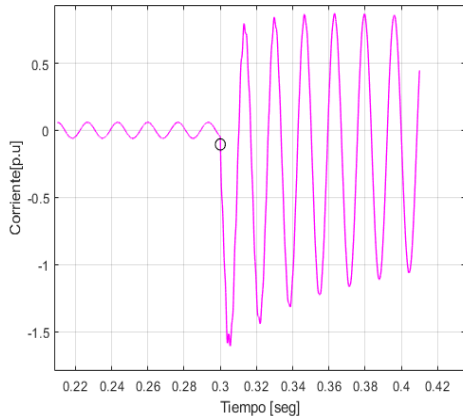


Figura 40. Detección de Falla Magnitud:  
Corriente en la Fase A; Línea 4

La detección en la fase A para corriente de la línea 4 presenta una precisión muy alta a comparación de otras señales de acuerdo al tiempo de ejecución de la falla en 0.3 segundos, en cambio el tiempo de detección es igual a 0.00080669 milisegundos.

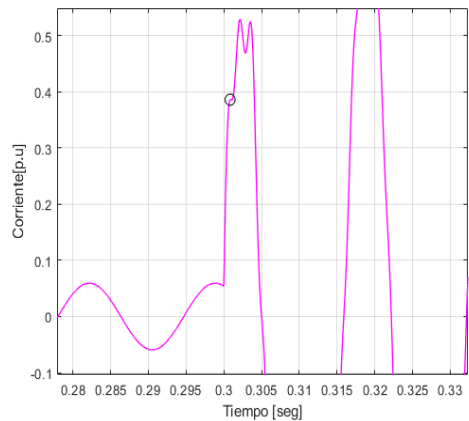
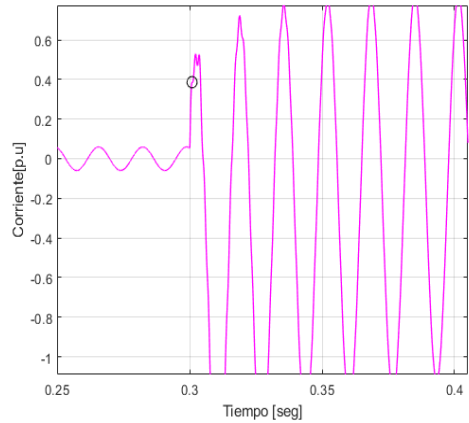


Figura 41. Detección de Falla Magnitud:  
Corriente en la Fase B; Línea 4

La precisión en la detección de falla para la fase B en corriente en la línea 4 presenta una variación entre 0.3 y 0.305 segundos, exactamente en 0.30379 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.00379 segundos de lectura de su señal en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.00074814 milisegundos.

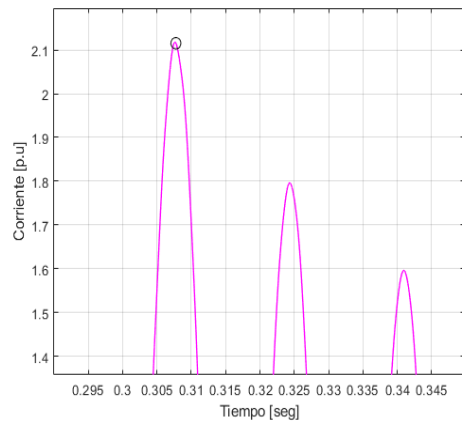
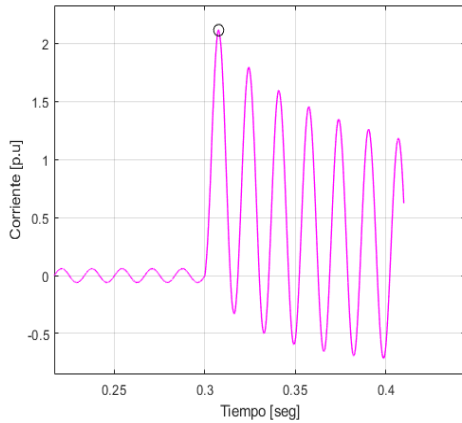


Figura 42. Detección de Falla Magnitud:  
Corriente en la Fase C; Línea 4

La precisión en la detección de falla para la fase C en corriente en la línea 4 presenta una variación entre 0.3 y 0.31 segundos, exactamente en 0.30791 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.00791 segundos de lectura de su señal en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.0080542 milisegundos.

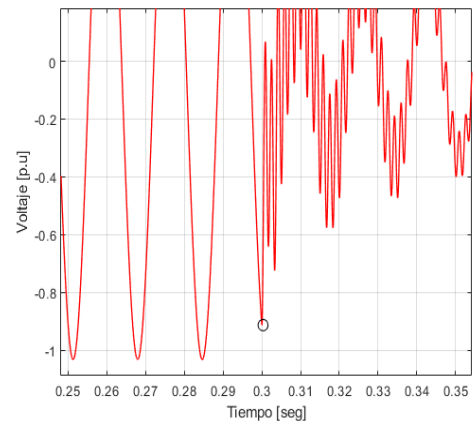
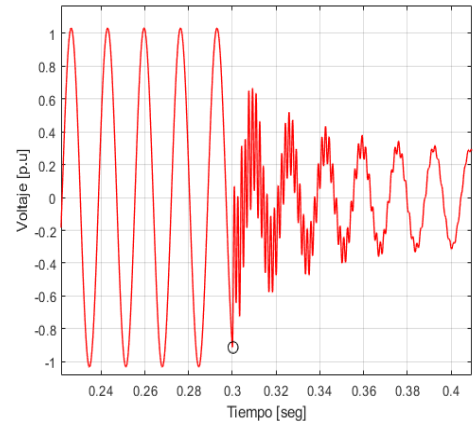


Figura 43. Detección de Falla Magnitud: Voltaje  
en la Fase A; Línea 4

La precisión en la detección de falla para la fase A en voltaje en la línea 4 presenta una variación entre 0.3 y 0.31 segundos, exactamente en 0.30099 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.00099 segundos de lectura de su señal en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.00075916 milisegundos.

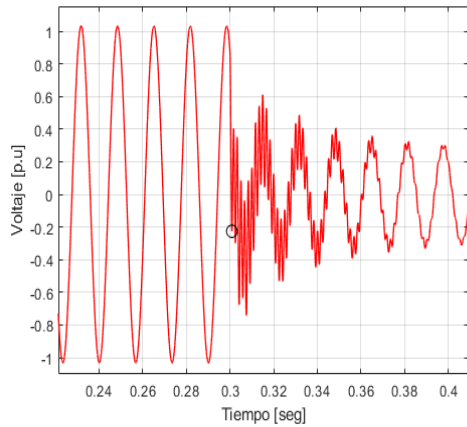


Figura 44. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase B; Línea 4

La precisión en la detección de falla para la fase B en voltaje en la línea 4 presenta una variación entre 0.3 y 0.305 segundos, exactamente en 0.3003 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.0003 segundos de lectura de su señal en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.0007335 milisegundos.

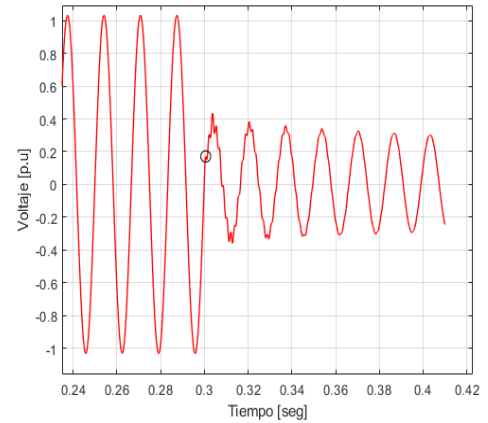


Figura 45. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase C; Línea 4

La detección en la fase C para voltaje de la línea 4 presenta una precisión muy alta a comparación de otras señales, de acuerdo al tiempo de ejecución de la falla en 0.3 segundos, en cambio el tiempo de detección es igual a 0.00010679 milisegundos.

#### 4.1.12 Caso 4: Línea 5-Falla trifásica

#### 4.1.13 Bus 1

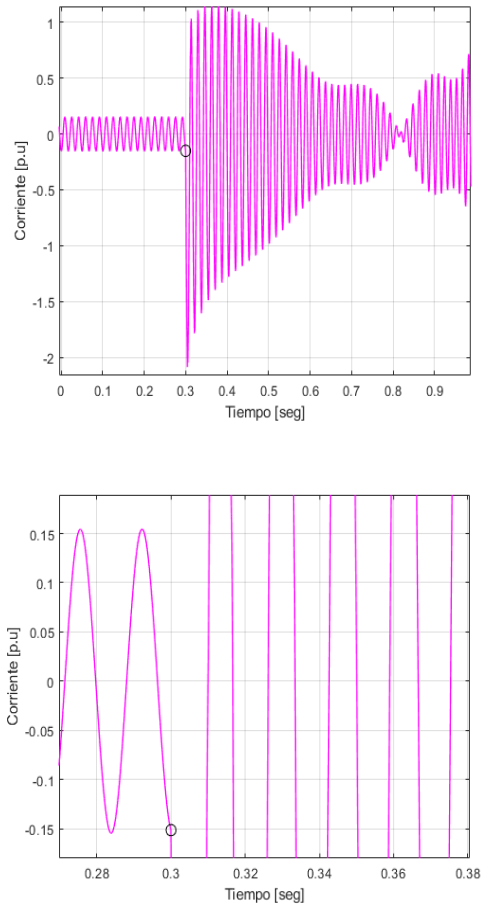


Figura 46. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase A; Línea 5

La detección en la fase A para corriente de la línea 5 presenta una precisión muy alta a comparación de otras señales, de acuerdo al tiempo de ejecución de la falla en 0.3 segundos, en cambio el tiempo de detección es igual a 0.00043041 milisegundos.

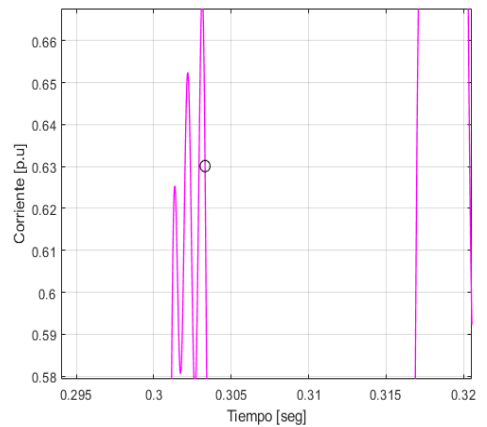
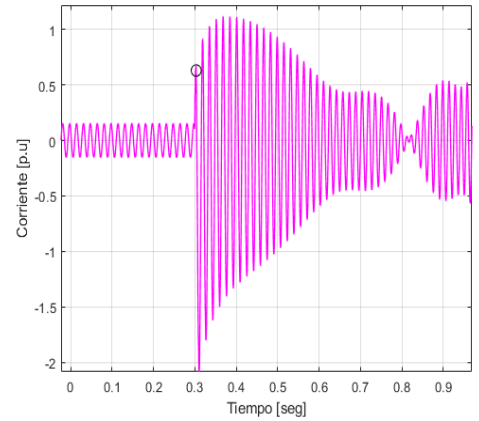


Figura 47. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase B; Línea 5

La precisión en la detección de falla para la fase B en corriente en la línea 5 presenta una variación entre 0.3 y 0.305 segundos, exactamente en 0.30047 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.00047 segundos de lectura de su señal en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.00040271 milisegundos.

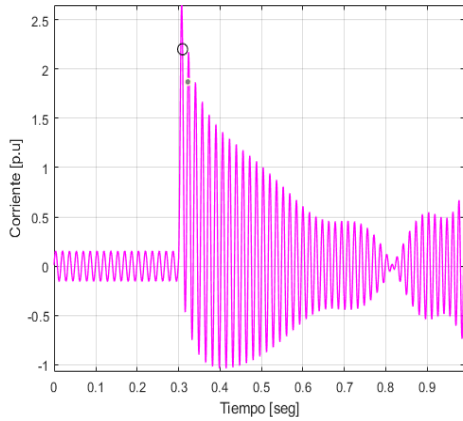


Figura 48. Detección de Falla Magnitud:  
Corriente en la Fase C; Línea 5

La precisión en la detección de falla para la fase C en corriente en la línea 5 presenta una variación entre 0.3 y 0.31 segundos, exactamente en 0.30763 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.00763 segundos de lectura de su señal en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.00043144 milisegundos.

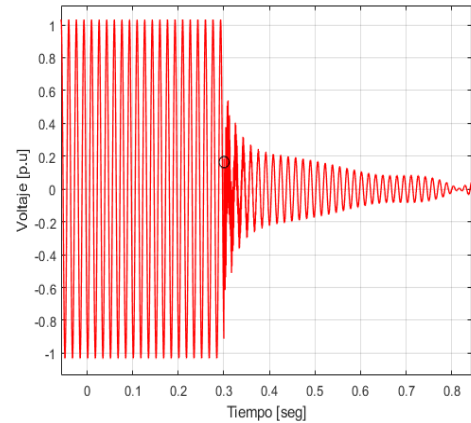


Figura 49. Detección de Falla Magnitud: Voltaje  
en la Fase A; Línea 5

La precisión en la detección de falla para la fase A en voltaje en la línea 5 presenta una variación entre 0.3 y 0.301 segundos, exactamente en 0.30059 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.00059 segundos de lectura de su señal en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.00050293 milisegundos.

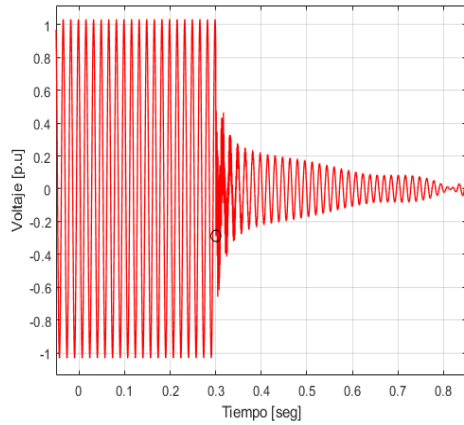


Figura 50. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase B; Línea 5

La precisión en la detección de falla para la fase B en voltaje en la línea 5 presenta una variación entre 0.3 y 0.305 segundos, exactamente en 0.3003 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.0003 segundos de lectura de su señal en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.00040276 milisegundos.

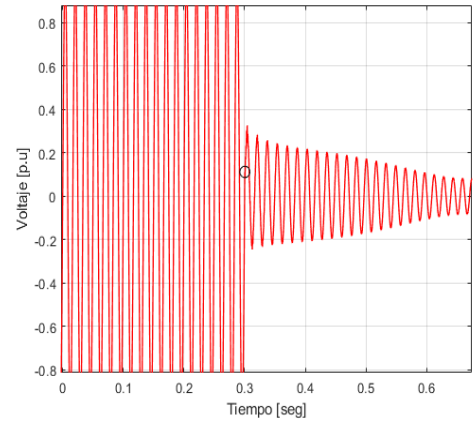


Figura 51. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase C; Línea 5

La detección en la fase C para voltaje de la línea 5 presenta una precisión muy alta a comparación de otras señales, de acuerdo al tiempo de ejecución de la falla en 0.3 segundos, en cambio el tiempo de detección es igual a 0.00021322 milisegundos.

#### 4.1.14 Bus 2

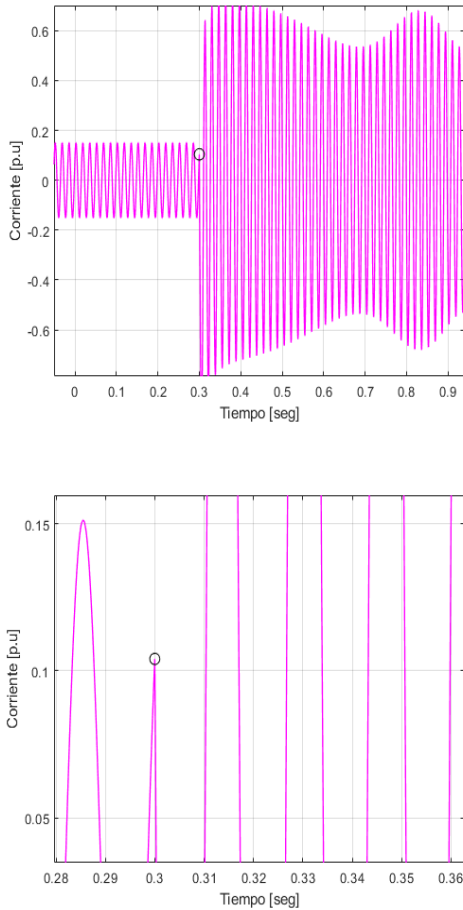


Figura 52 . Detección de Falla Magnitud:  
Corriente en la Fase A; Línea 5

La detección en la fase A para corriente de la línea 5 presenta una precisión muy alta a comparación de otras señales, de acuerdo al tiempo de ejecución de la falla en 0.3 segundos, en cambio el tiempo de detección es igual a 0.00043904 milisegundos.

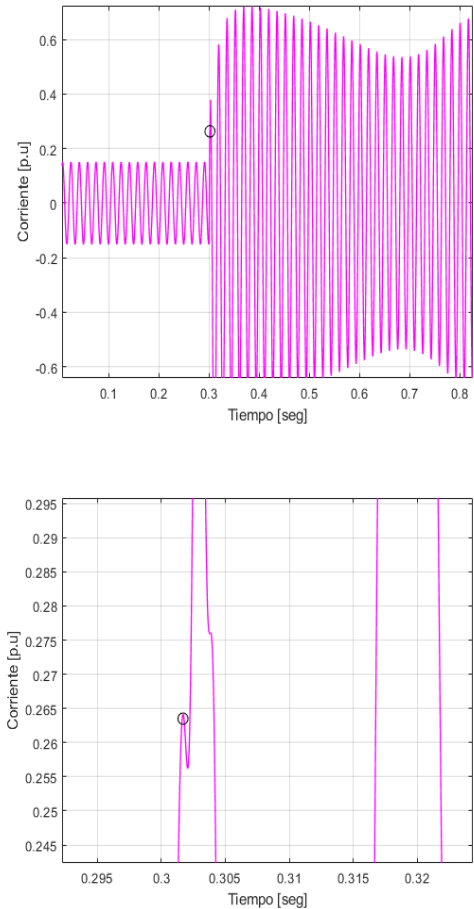


Figura 53. Detección de Falla Magnitud:  
Corriente en la Fase B; Línea 5

La precisión en la detección de falla para la fase B en corriente en la línea 5 presenta una variación entre 0.3 y 0.305 segundos, exactamente en 0.30299 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.00299 segundos de lectura de su señal en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.00046473 milisegundos.



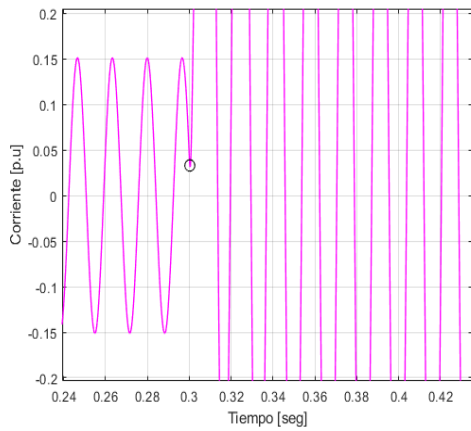
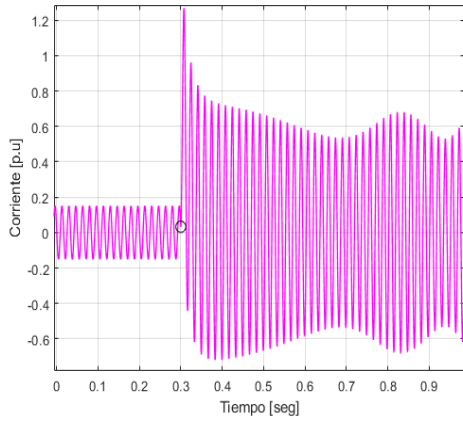


Figura 54. Detección de Falla Magnitud:  
Corriente en la Fase C; Línea 5

La detección en la fase C para corriente de la línea 5 presenta una precisión muy alta a comparación de otras señales, de acuerdo al tiempo de ejecución de la falla en 0.3 segundos, en cambio el tiempo de detección es igual a 0.00048325 milisegundos.

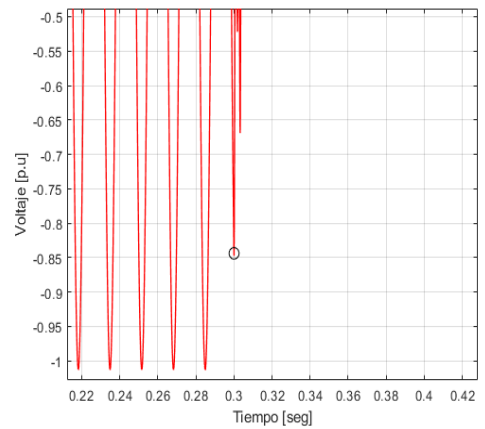
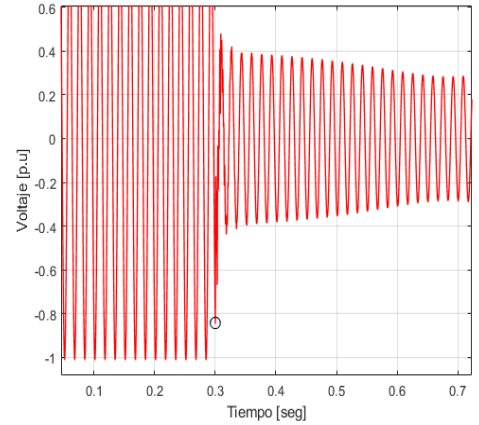


Figura 55. Detección de Falla Magnitud: Voltaje  
en la Fase A; Línea 5

La detección en la fase A para voltaje de la línea 5 presenta una precisión muy alta a comparación de otras señales, de acuerdo al tiempo de ejecución de la falla en 0.3 segundos, en cambio el tiempo de detección es igual a 0.00037825 milisegundos.

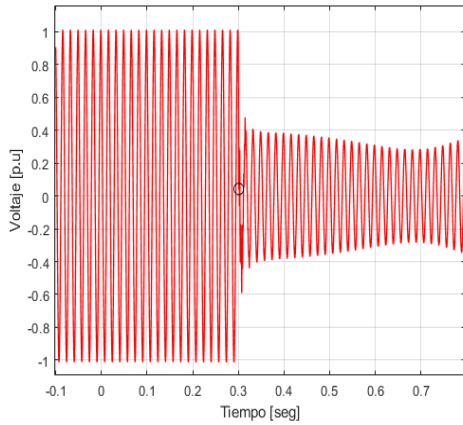


Figura 56. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase B; Línea 5

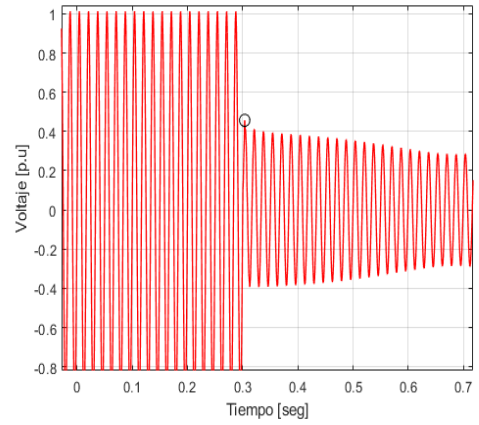
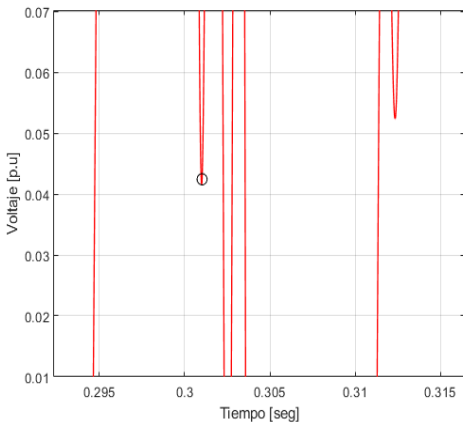
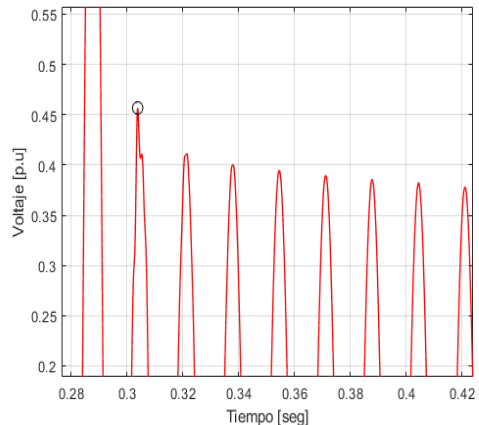


Figura 57. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase C; Línea 5



La precisión en la detección de falla para la fase B en voltaje en la línea 5 presenta una variación entre 0.3 y 0.305 segundos, exactamente en 0.3007 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.0007 segundos de lectura de su señal en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.00076719 milisegundos.

La precisión en la detección de falla para la fase C en voltaje en la línea 5 presenta una variación entre 0.3 y 0.32 segundos, exactamente en 0.3007 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.0007 segundos de lectura de su señal en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.0001641 milisegundos.

### 4.1.15 Caso 5: Línea 6-Falla trifásica

#### 4.1.16 Bus 1

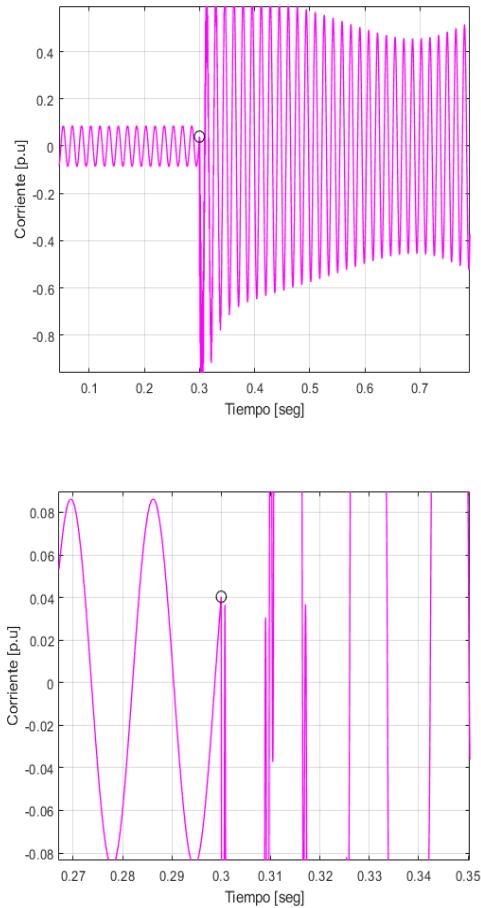


Figura 58. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase A; Línea 6

La detección en la fase A para corriente de la línea 6 presenta una precisión muy alta a comparación de otras señales, de acuerdo al tiempo de ejecución de la falla en 0.3 segundos, en cambio el tiempo de detección es igual a 0.00045964 milisegundos.

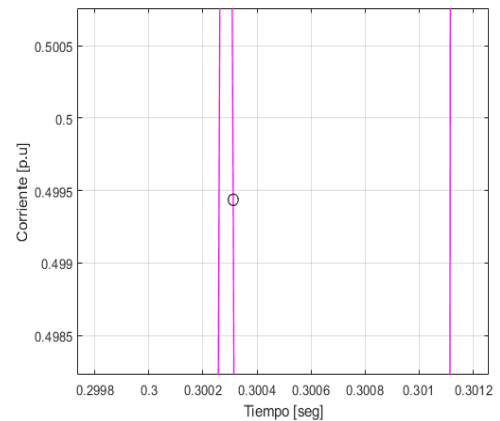
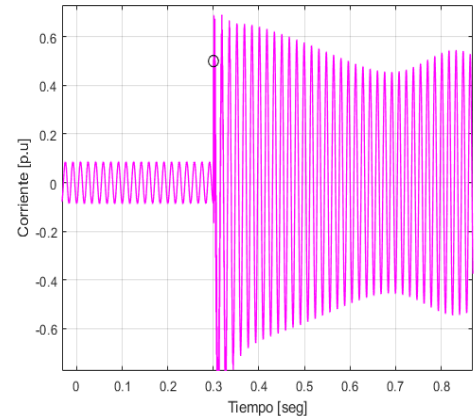


Figura 59. Detección de Falla Magnitud: Corriente en la Fase B; Línea 6

La precisión en la detección de falla para la fase B en corriente en la línea 6 presenta una variación entre 0.3 y 0.3004 segundos, exactamente en 0.30031 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.00031 segundos de lectura de su señal en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.00022765 milisegundos.

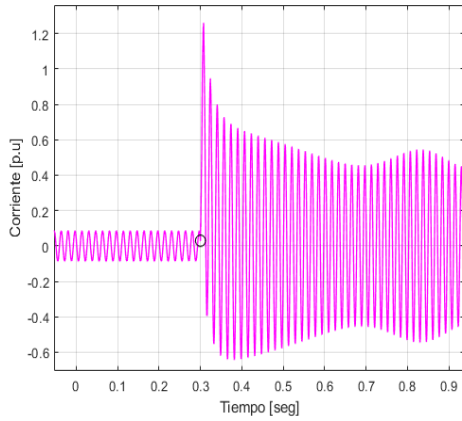


Figura 60. Detección de Falla Magnitud:  
Corriente en la Fase C; Línea 6

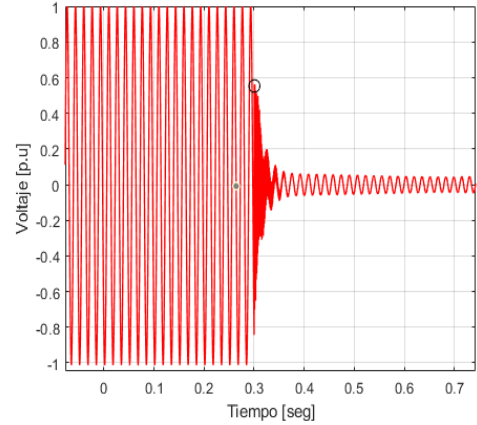
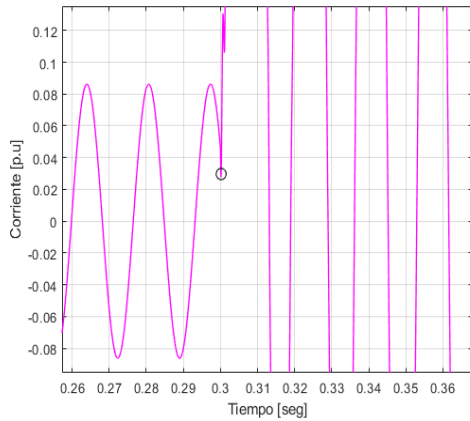
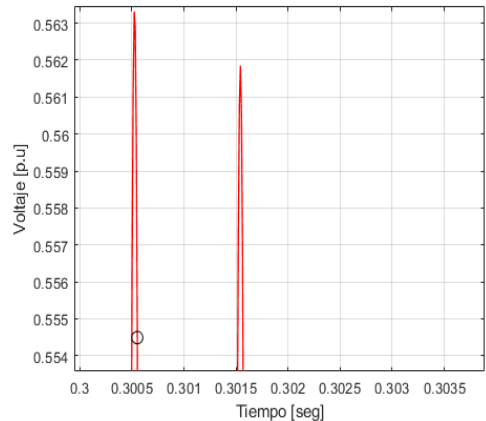


Figura 61. Detección de Falla Magnitud: Voltaje  
en la Fase A; Línea 6



La detección en la fase C para corriente de la línea 6 presenta una precisión muy alta a comparación de otras señales, de acuerdo al tiempo de ejecución de la falla en 0.3 segundos, en cambio el tiempo de detección es igual a 0.00023379 milisegundos.

La precisión en la detección de falla para la fase A en voltaje en la línea 6 presenta una variación entre 0.3 y 0.3005 segundos, exactamente en 0.30055 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.00055 segundos de lectura de su señal en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.00020924 milisegundos.

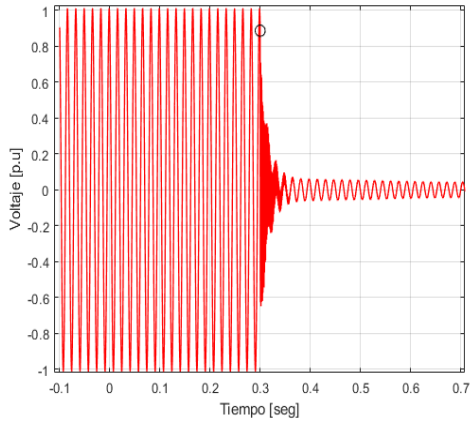


Figura 62. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase B; Línea 6

La detección en la fase B para voltaje de la línea 6 presenta una precisión muy alta a comparación de otras señales, de acuerdo al tiempo de ejecución de la falla en 0.3 segundos, en cambio el tiempo de detección es igual a 0.00038319 milisegundos.

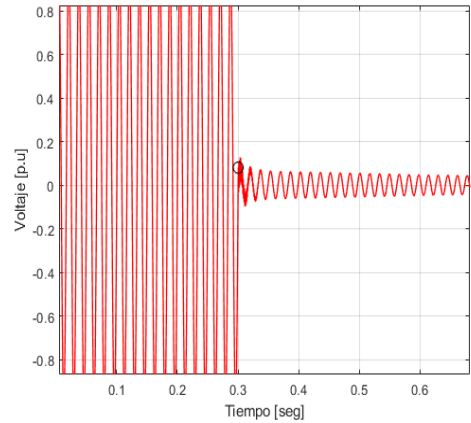


Figura 63. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase C; Línea 6

La precisión en la detección de falla para la fase C en voltaje en la línea 6 presenta una variación entre 0.3 y 0.305 segundos, exactamente en 0.30003 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.00003 segundos de lectura de su señal en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.00009816 milisegundos.

#### 4.1.17 Bus 2

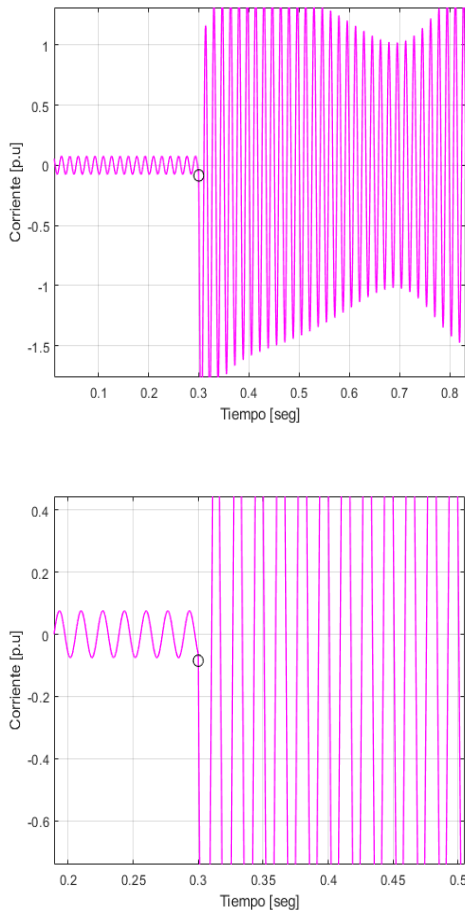


Figura 64. Detección de Falla Magnitud:  
Corriente en la Fase A; Línea 6

La detección en la fase A para corriente de la línea 6 presenta una precisión muy alta a comparación de otras señales, de acuerdo al tiempo de ejecución de la falla en 0.3 segundos, en cambio el tiempo de detección es igual a 0.00023007 milisegundos.

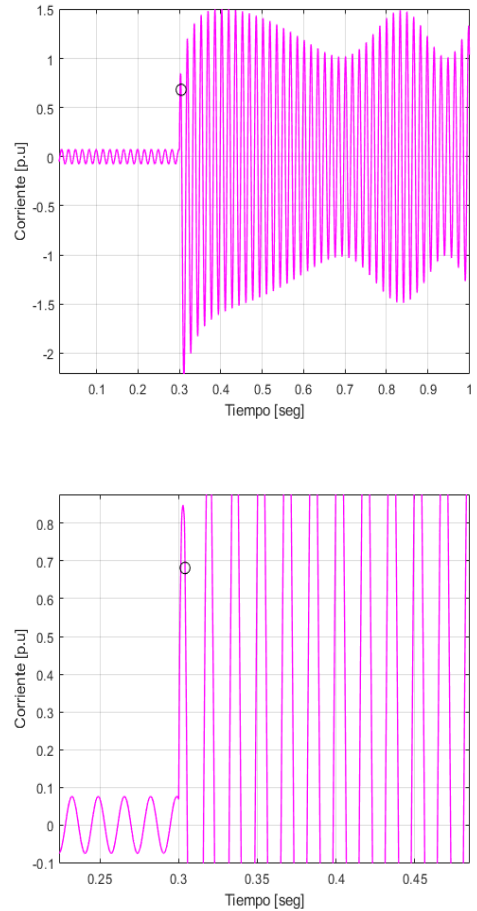


Figura 65. Detección de Falla Magnitud:  
Corriente en la Fase B; Línea 6

La precisión en la detección de falla para la fase B en corriente en la línea 6 presenta una variación entre 0.3 y 0.35 segundos, exactamente en 0.30403 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.00403 segundos de lectura de su señal en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.0002160 milisegundos.

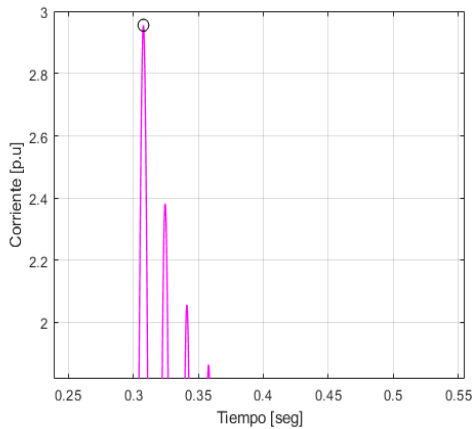
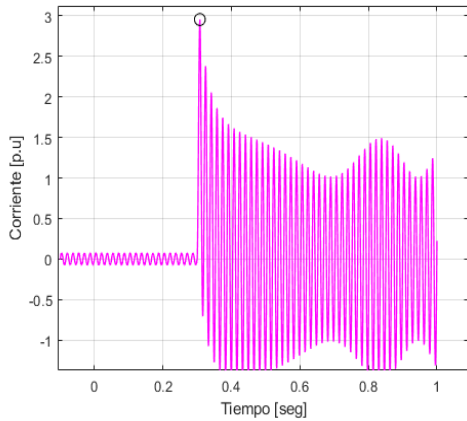


Figura 66. Detección de Falla Magnitud:  
Corriente en la Fase C; Línea 6

La precisión en la detección de falla para la fase C en corriente en la línea 6 presenta una variación entre 0.3 y 0.35 segundos, exactamente en 0.30975 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.00975 segundos de lectura de su señal en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.00024363 milisegundos.

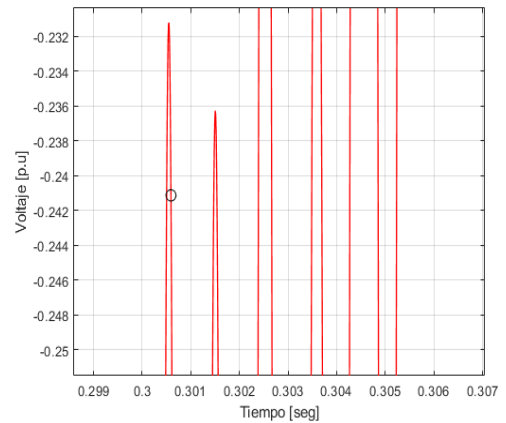
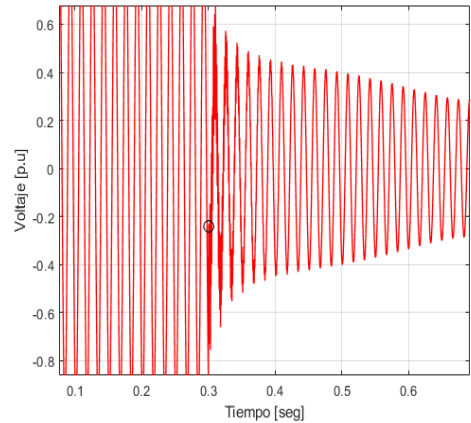


Figura 67. Detección de Falla Magnitud: Voltaje  
en la Fase A; Línea 6

La precisión en la detección de falla para la fase A en voltaje en la línea 6 presenta una variación entre 0.3 y 0.301 segundos, exactamente en 0.30003 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.00003 segundos de lectura de su señal en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.0002416 milisegundos.

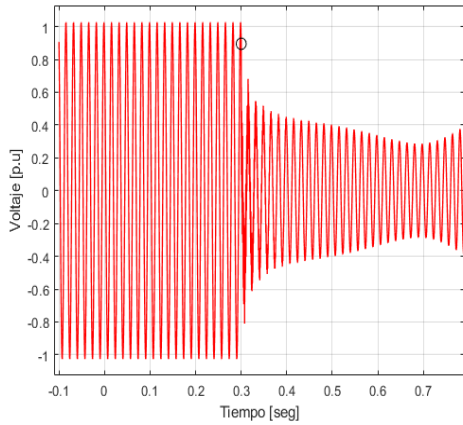


Figura 68. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase B; Línea 6

La precisión en la detección de falla para la fase B en voltaje en la línea 6 presenta una variación entre 0.3 y 0.32 segundos, exactamente en 0.30403 segundos en el tiempo de ejecución de la falla, es decir que detecta la falla con un atraso de 0.00403 segundos de lectura de su señal en el tiempo de ejecución, su tiempo de detección final es 0.0001136 milisegundos.

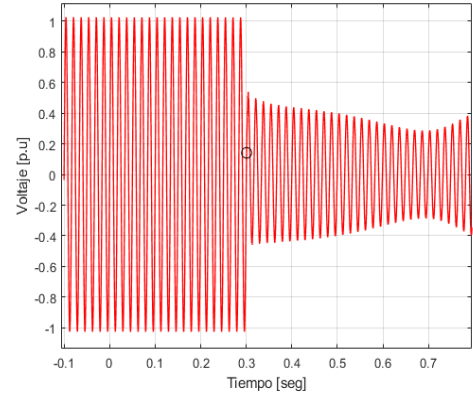


Figura 69. Detección de Falla Magnitud: Voltaje en la Fase C; Línea 6

La detección en la fase C para voltaje de la línea 6 presenta una precisión muy alta a comparación de otras señales, de acuerdo al tiempo de ejecución de la falla en 0.3 segundos, en cambio el tiempo de detección es igual a 0.00011361 milisegundos.



## 5 Análisis De Resultados

### 5.1.1 Ubicación estratégica para el dispositivo de protección ultra rápido

Se considera que la mejor ubicación para la permanencia del dispositivo según el análisis de las señales de detección en la línea 4 que conecta el bus 8 con bus 9 ya que presenta una alta precisión en la detección en la señal tanto de falla como en la falla de las magnitudes corriente y voltaje, para lo cual permitirá la mejor confiabilidad al sistema y estabilidad de las magnitudes en proceso posteriores a la detección.

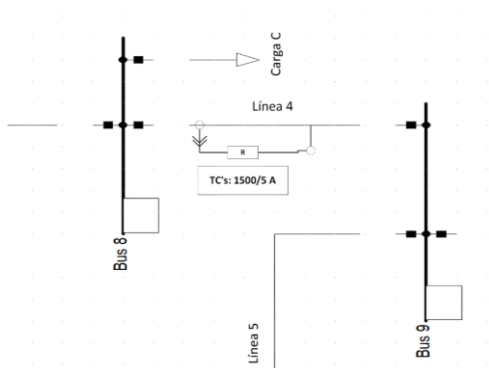


Figura 70. Ubicación del dispositivo de protección.

La línea 4 presenta las siguientes características;

Tabla 5. Parámetros de la línea 4.

Línea 4	
Resistencia de la línea [ohm]	0.0119
Reactancia de la línea [ohm]	0.1008
Impedancia de la línea [ohm]	$0.0119 + j0.1008$
Longitud de la línea [km]	1

### 5.1.1 Características del dispositivo de detección ultra rápido para la detección de fallas

#### 21 - Distancia Entre Fase Y Tierra

Los valores que adoptan en la línea para la distancia y tierra son entre 0.4 ohmios dependiendo de la línea en donde se realiza el ajuste, se puede calibrar para la detección en diferentes puntos a lo largo de la línea.

#### TDG21 - Distancia De Fase Y Tierra Incremental-Cuantitativa

Existen picos el cual se ajusta a una impedancia de 0.1 ohmios según la tipificación de la línea es decir en el caso de elegir exactamente una línea del sistema se establece el valor condicional.

#### 27 – Mínima Tensión (Fase, Fase-Fase, Y Secuencia Positiva)

Para el ajuste de la tensión en el presente caso es de 110kv debe soportar 1.25% del valor voltaje, protege contra bajas tensiones que pueden dañar equipos o afectar la estabilidad del sistema.

#### 32 – Direccional De Potencia (Fase, Secuencia Cero Y Secuencia Negativa)

Ajuste para detectar el flujo de potencia en la dirección correcta, asegurando que la potencia fluya adecuadamente entre los buses 8 y 9, tomando un valor para la línea de 5MW.

## 51 - Sobreintensidad De Tiempo Inverso (Secuencia 0, Secuencia Negativa Y Fase)

Este elemento permite la coordinación de dispositivos entonces para el ajuste depende de la línea en que ira conectada y será 1.5 veces la corriente nominal con una curva de tiempo de la línea.

Es decir, una relación en la que el tiempo de operación del relé disminuye a medida que la corriente de falla aumenta. Para resumir, cuanto mayor sea la corriente de falla, más rápido actuará el relé para desconectar el circuito.

## 59 - Sobretensión (Fase, Fase-Fase, Secuencia Positiva, Secuencia Negativa Y Secuencia 0)

Protege contra sobretensiones que pueden dañar los equipos y afectar la operación del sistema toma un valor de 150kv.

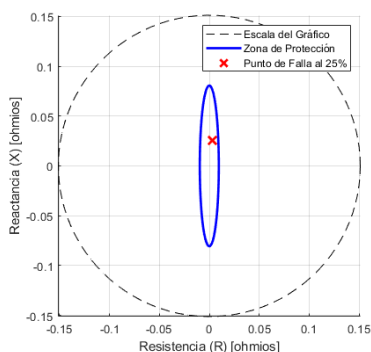


Figura 71. Área de protección del dispositivo.

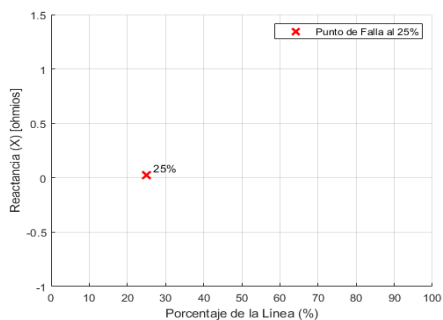


Figura 72. Porcentaje de la longitud de la línea.

## 5.1.2 Sistema IEEE 9 barras (Resumen)

En las siguientes tablas se presentan los resultados del tiempo de ejecución en el punto de falla a 0.3 segundos y el tiempo en que la misma falla es detectada en cada línea, tanto en las fases A, B y C, como en los terminales i, j al ser el tipo de falla trifásica.

Tabla 6. Resultados de los tiempos de la Detección de la señal de Falla en la línea 1; Magnitud: Corriente

Magnitud	Corriente		
	Terminal i: Bus 1		
Línea 1	Fase A	Fase B	Fase C
Tiempo de Ejecución de la Falla [seg]	0.30047	0.30003	0.30055
Tiempo de Detección de la Falla [mseg]	0.00050428	0.00027034	0.0001048
Magnitud	Terminal j: Bus 2		
	Terminal i: Bus 1		
Línea 1	Fase A	Fase B	Fase C
Tiempo de Ejecución de la Falla [seg]	0.30059	0.30003	0.3
Tiempo de Detección de la Falla [mseg]	0.00050428	0.00027034	0.0001048

Tabla 7. Resultados de los tiempos de la Detección de la señal de Falla en la línea 1; Magnitud: Voltaje

Magnitud:	Voltaje		
	Terminal i: Bus 1		
Línea 1	Fase A	Fase B	Fase C
Tiempo de Ejecución de la Falla [seg]	0.30047	0.30003	0.30055
Tiempo de Detección de la Falla [mseg]	0.00023004	0.00020519	0.0002989
Magnitud:	Terminal j: Bus 2		
	Terminal i: Bus 1		
Línea 1	Fase A	Fase B	Fase C
Tiempo de Ejecución de la Falla [seg]	0.30003	0.30003	0.30003
Tiempo de Detección de la Falla [mseg]	0.00023597	0.00027196	0.0009722

Tabla 8. Resultados de los tiempos de la Detección de la señal de Falla en la línea 3; Magnitud:

Corriente			
Magnitud:	Corriente		
Línea 3	Terminal i: Bus 1		
	Fase A	Fase B	Fase C
Tiempo de Ejecución de la Falla [seg]	0.30011	0.30043	0.30783
Tiempo de Detección de la Falla [mseg]	0.00334 58	0.0001724 1	0.0002118 6
Línea 3	Terminal j: Bus 2		
	Fase A	Fase B	Fase C
Tiempo de Ejecución de la Falla [seg]	0.3	0.30151	0.30835
Tiempo de Detección de la Falla [mseg]	0.00024 549	0.0002332 5	0.0002333 4

Tabla 9. Resultados de los tiempos de la Detección de la señal de Falla en la línea 3; Magnitud:

Voltaje			
Magnitud:	Voltaje		
Línea 3	Terminal i: Bus 1		
	Fase A	Fase B	Fase C
Tiempo de Ejecución de la Falla [seg]	0.30099	0.3003	0.3
Tiempo de Detección de la Falla [mseg]	0.00000 027879	0.0000002 2303	0.0002681 1
Línea 3	Terminal j: Bus 2		
	Fase A	Fase B	Fase C
Tiempo de Ejecución de la Falla [seg]	0.30067	0.30003	0.3
Tiempo de Detección de la Falla [mseg]	0.00021 563	0.0002292 4	0.0000948 41

Tabla 10. Resultados de los tiempos de la Detección de la señal de Falla en la línea 4; Magnitud: Corriente

Corriente			
Magnitud:	Corriente		
Línea 4	Terminal i: Bus 1		
	Fase A	Fase B	Fase C
Tiempo de Ejecución de la Falla [seg]	0.3	0.30027	0.30751
Tiempo de Detección de la Falla [mseg]	0.00081 868	0.0009007 2	0.0082033
Línea 4	Terminal j: Bus 2		
	Fase A	Fase B	Fase C
Tiempo de Ejecución de la Falla [seg]	0.3	0.30379	0.30791
Tiempo de Detección de la Falla [mseg]	0.00080 669	0.0007481 4	0.0080542

Tabla 11. Resultados de los tiempos de la Detección de la señal de Falla en la línea 4; Magnitud: Voltaje

Voltaje			
Magnitud:	Voltaje		
Línea 4	Terminal i: Bus 1		
	Fase A	Fase B	Fase C
Tiempo de Ejecución de la Falla [seg]	0.30039	0.30003	0.3
Tiempo de Detección de la Falla [mseg]	0.00112 64	0.0000766 53	0.0001236 7
Línea 4	Terminal j: Bus 2		
	Fase A	Fase B	Fase C
Tiempo de Ejecución de la Falla [seg]	0.30099	0.30003	0.3
Tiempo de Detección de la Falla [mseg]	0.00075 916	0.0007335	0.0001067 9

Tabla 12. Resultados de los tiempos de la Detección de la señal de Falla en la línea 5; Magnitud: Corriente

Magnitud:	Corriente		
Línea 5	Terminal i: Bus 1		
	Fase A	Fase B	Fase C
Tiempo de Ejecución de la Falla [seg]	0.3	0.30047	0.30763
Tiempo de Detección de la Falla [mseg]	0.00043041	0.00040271	0.00043144
Línea 5	Terminal j: Bus 2		
	Fase A	Fase B	Fase C
Tiempo de Ejecución de la Falla [seg]	0.3	0.30299	0.3
Tiempo de Detección de la Falla [mseg]	0.00043904	0.00046473	0.00048325

Tabla 13. Resultados de los tiempos de la Detección de la señal de Falla en la línea 5; Magnitud: Voltaje

Magnitud:	Voltaje		
Línea 5	Terminal i: Bus 1		
	Fase A	Fase B	Fase C
Tiempo de Ejecución de la Falla [seg]	0.30059	0.30003	0.3
Tiempo de Detección de la Falla [mseg]	0.00050293	0.00040276	0.00021322
Línea 5	Terminal j: Bus 2		
	Fase A	Fase B	Fase C
Tiempo de Ejecución de la Falla [seg]	0.3	0.30115	0.30007
Tiempo de Detección de la Falla [mseg]	0.00037825	0.00076719	0.0001641

Tabla 14. Resultados de los tiempos de la Detección de la señal de Falla en la línea 6; Magnitud: Corriente

Magnitud:	Corriente		
Línea 6	Terminal i: Bus 1		
	Fase A	Fase B	Fase C
Tiempo de Ejecución de la Falla [seg]	0.3	0.30031	0.3
Tiempo de Detección de la Falla [mseg]	0.00045964	0.00022765	0.00023379
Línea 6	Terminal j: Bus 2		
	Fase A	Fase B	Fase C
Tiempo de Ejecución de la Falla [seg]	0.3	0.30403	0.30975
Tiempo de Detección de la Falla [mseg]	0.00023007	0.00021602	0.00024363

Tabla 15. Resultados de los tiempos de la Detección de la señal de Falla en la línea 6; Magnitud: Voltaje

Magnitud:	Voltaje		
Línea 6	Terminal i: Bus 1		
	Fase A	Fase B	Fase C
Tiempo de Ejecución de la Falla [seg]	0.30055	0.30003	0.30003
Tiempo de Detección de la Falla [mseg]	0.00020924	0.00038319	0.00009816
Línea 6	Terminal j: Bus 2		
	Fase A	Fase B	Fase C
Tiempo de Ejecución de la Falla [seg]	0.30059	0.3	0.30003
Tiempo de Detección de la Falla [mseg]	0.00023182	0.0002416	0.00011361

## 6 Conclusiones

El análisis comparativo entre los antecedentes que se mencionan y según señalan que el mejor método para la detección de fallas en base al presente artículo es por el método basado en el procesamiento de señales de fallas dado y dado que por el método de la transformada de wavelet es más sencillo llegar a un tiempo de detección rápido ante una falla y este además mejora el tiempo de detección y finalización de una falla detectada en una línea de transmisión.

Tabla 16. Mejor Tiempo Entre Los Métodos Presentados Para La Detección De Fallas

METODO	MEJOR TIEMPO
Análisis de carga y detección de fallas usando la transformada de wavelet [35]	60ms-100ms
Líneas de transmisión de alta velocidad basada en información transitoria [34]	5.8ms
Procesamiento de señales [Autoría]	0.00000022 303ms

De acuerdo a las tablas de resumen mostradas para el tiempo de detección el mejor tiempo de detección es 0.00000022303 milisegundos cumpliendo con el objetivo principal del artículo, el cual permite mejorar el tiempo de detección ante una falla basado en el análisis de señales de fallas.

El presente artículo se enfoca en la detección de una falla y el análisis de tiempo optando y concluyendo una mejoría en el mismo de tiempo de detección ante una falla en el sistema ejemplo IEEE 9 barras, el presente método para la detección y mejora de tiempo se centra en la rapidez de detección y además en la precisión del punto de falla mostrando en el presente artículo que a pesar de sus variaciones

el tiempo de ejecución no sobrepasa a lo establecido que es 0.3 segundos.

La principal ventaja de utilizar el dispositivo de detección ultra rápido radica en su precisión del punto de detección mostrado tanto en voltaje como en corriente es decir que el dispositivo puede detectar una falla en el menor tiempo y en el punto y tiempo de ejecución que se produce la anomalía dentro de la línea.

Así también existen desventajas como el atraso de milisegundos en distintas señales aun así el tiempo de atraso de su detección no es mayor a los 0.01 segundos cuando se produce la falla.

Se evalúa los tiempos de detección con un algoritmo novedoso sobre detección de fallas con datos adquiridos del sistema IEEE 9 Barras con el cual se ha simulado una falla al 25% de la línea en cada línea, en todos los casos logra un tiempo de detección menor a 0.02 milisegundos los cuales establece y cumple la mejoría de uno de los antecedentes por el cual surge el presente artículo académico.

El algoritmo permite observar el comportamiento de la señal en el que la falla es detectada por cada Fase dependiendo la lectura del archivo .csv en este caso se mide la falla por Fase en cada una de las líneas, en el tiempo de ejecución de la falla en 0.3 segundos y con el muestreo del tamaño de pasos no menores a 100k HZ.

Para cada caso se puede observar el tiempo de detección por el que la señal de falla ha sido detectada por medio de la interpolación del algoritmo novedoso, sabiendo el valor máximo que se ha determinado mediante el promedio de los valores máximos de la señal de interpolación.

La cantidad de datos influye en el tiempo de detección y su capacidad

para que pueda ser el mínimo posible, ya que al ser una matriz demasiado grande la demora de la lectura por bits aumenta es por eso que el tamaño de los pasos iniciales no puede ser menores a los 100k Hz.

Como se observa en las figuras las magnitudes de voltaje son en p.u por lo que la señal de voltaje detecta que sea menor a 1 p.u y es cuando sucede la falla esto se obtiene debido al promedio de los valores máximos de la señal de interpolación en conjunto con la función wavelet del software.

Se determina un umbral para cada magnitud sea corriente o voltaje para que el algoritmo pueda detectar la falla una vez haya superado el valor del umbral este umbral determinara el eje en el que ocurre exactamente la falla en el tiempo de ejecución expuesto, este umbral para el algoritmo es llamado threshold.

Es muy importante determinar los valores para el threshold para el algoritmo en cada caso ya que cada valor determinado cumplirá la función de detección dentro del mismo algoritmo.

Con los resultados en las tablas de tiempo de detección de fallas la óptima ubicación de los dispositivos ultrarrápidos para la detección de fallas basado en procesamiento de señales se ubica donde el tiempo de detección es mayor a los tiempos detectados por el algoritmo es decir para este caso en la línea 1 en el terminal i, es distinguida esta condición debido al lado de generación que también se encuentra conectado al mismo nodo.

## 6.1 Trabajos futuros

Con los resultados obtenidos en el presente artículo surge la iniciativa de desarrollar nuevas investigaciones basadas en los siguientes puntos:

- Diferencia de técnicas basadas en el procesamiento de señales para la detección de fallas.
- Que métodos para detección de fallas puede automatizar el cálculo de los valores del umbral-threshold citado en el código del software Matlab.
- Metodología para la construcción e implementación de un dispositivo prototipo de detección de fallas.
- Automatización del pseudocódigo para obtener la clasificación por columnas de magnitud y para las fases por línea en el sistema de transmisión IEEE 9 barras.

## 7 Referencias

- [1] Cite Energia, “Protecciones Eléctricas De Transmisión,” *Articulo Tecnico*, 2022.
- [2] J. Toctaquiza And D. Carrión, “Theoretical Framework About Optimal Model Of Operation After Intentional Attacks Considering Transmission System Switching,” *Iteckne*, Vol. 18, No. 2, Apr. 2021, Doi: 10.15332/Iteckne.V18i2.2559.
- [3] W. Bower And T. Key, “Status Of Microgrid Protection And Related Standards And Codes: Protection Supports Integration,” *Ieee Power And Energy Magazine*, Vol. 19, No. 3, Pp. 83–92, May 2021, Doi: 10.1109/Mpe.2021.3057975.

- [4] G. Parise, L. Martirano, And R. E. Nabours, "Arc-Fault Protection Of Branch Circuits, Cords, And Connected Equipment," *Ieee Trans Ind Appl*, Vol. 40, No. 3, Pp. 896–899, May 2004, Doi: 10.1109/Tia.2004.827474.
- [5] "A Novel Protection Scheme For Mmc-Mtdc Transmission Lines Based On Fault Coefficient," *Csee Journal Of Power And Energy Systems*, 2022, Doi: 10.17775/Cseejpes.2021.00050 .
- [6] W. Leterme, I. Jahn, P. Ruffing, K. Sharifabadi, And D. Van Hertem, "Designing For High-Voltage Dc Grid Protection: Fault Clearing Strategies And Protection Algorithms," *Ieee Power And Energy Magazine*, Vol. 17, No. 3, Pp. 73–81, May 2019, Doi: 10.1109/Mpe.2019.2897188.
- [7] A. Tiranuchit And Tomas R.J., "Una Estrategia De Posicionamiento Frente A Inestabilidades De Tensión En Sistemas Eléctricos De Potencia," *Ingeniería Eléctrica*, Vol. 3, Pp. 87–93, 1988.
- [8] F. Narvaez, J. Proaño, And D. Gonzalez, *Smart Technologies, Systems And Applications*, Vol. 1532. In Communications In Computer And Information Science, Vol. 1532. Cham: Springer International Publishing, 2021. Doi: 10.1007/978-3-030-99170-8.
- [9] E. Vázquez Martínez, "Proteccion De Alta Velocidad De Lineas De Transmision," *Multidisciplinas De La Ingeniería* , 2015.
- [10] A. Hosseinzadeh And H. Heydari, "A Fast Fault Detection Method For Protection Of HvdC Transmission Using Voltage Of The Pmfcl," In *2023 10th Iranian Conference On Renewable Energy And Distributed Generation, Icredg 2023*, Institute Of Electrical And Electronics Engineers Inc., 2023. Doi: 10.1109/Icredg58341.2023.10092141.
- [11] A. Gholami, A. K. Srivastava, And S. Pandey, "Data-Driven Failure Diagnosis In Transmission Protection System With Multiple Events And Data Anomalies," *Journal Of Modern Power Systems And Clean Energy*, Vol. 7, No. 4, Pp. 767–778, Jul. 2019, Doi: 10.1007/S40565-019-0541-6.
- [12] I. S. Margil Ramírez Alanis, M. Sc Julio, S. De Nicolas Los Garza, And N. Leon, "Protección De Sistemas Eléctricos De Potencia."
- [13] C. Li, A. M. Gole, And C. Zhao, "A Fast Dc Fault Detection Method Using Dc Reactor Voltages In HvdC Grids," *Ieee Transactions On Power Delivery*, Vol. 33, No. 5, Pp. 2254–2264, Oct. 2018, Doi: 10.1109/Tpwr.2018.2825779.
- [14] T. Miguel, A. López, C. Arnold, And T. Medina Sánchez, "Diseño De Dispositivo De Ubicación De Fallas En Tiempo Real Mediante Un Sistema De Comunicación Para Seccionadores Cutout," 2022.
- [15] A. Hosseinzadeh And H. Heydari, "A Fast Fault Detection Method For

- Protection Of HvdC Transmission Using Voltage Of The Pmfcl,” In *2023 10th Iranian Conference On Renewable Energy And Distributed Generation, Icredg 2023*, Institute Of Electrical And Electronics Engineers Inc., 2023. Doi: 10.1109/Icredg58341.2023.10092141.
- [16] Svs College Of Engineering, Institute Of Electrical And Electronics Engineers. Madras Section, And Institute Of Electrical And Electronics Engineers, *Proceedings Of 2019 Third Ieee International Conference On Electrical, Computer & Communication Technologies*.
- [17] A. Gholami, A. K. Srivastava, And S. Pandey, “Data-Driven Failure Diagnosis In Transmission Protection System With Multiple Events And Data Anomalies,” *Journal Of Modern Power Systems And Clean Energy*, Vol. 7, No. 4, Pp. 767–778, Jul. 2019, Doi: 10.1007/S40565-019-0541-6.
- [18] T. R. Althi, E. Koley, And S. Ghosh, “Fuzzy Logic Based Fault Detection And Classification Scheme For Series Faults In Six Phase Transmission Line,” In *Proceedings Of The 7th International Conference On Electrical Energy Systems, Icees 2021*, Institute Of Electrical And Electronics Engineers Inc., Feb. 2021, Pp. 479–483. Doi: 10.1109/Icees51510.2021.9383768.
- [19] Mujal Rosas Ramon M., “Protección De Sistemas Eléctricos De Potencia,” 2002.
- [20] G. Parise, L. Martirano, And R. E. Nabours, “Arc-Fault Protection Of Branch Circuits, Cords, And Connected Equipment,” *Ieee Trans Ind Appl*, Vol. 40, No. 3, Pp. 896–899, May 2004, Doi: 10.1109/Tia.2004.827474.
- [21] E. Vázquez Martínez, “Proteccion De Alta Velocidad De Lineas De Transmision.”
- [22] L. L. Hurtado-Cortés, E. Villarreal-López, And L. Villarreal-López, “Detección Y Diagnóstico De Fallas Mediante Técnicas De Inteligencia Artificial, Un Estado Del Arte,” *Dyna (Colombia)*, Vol. 83, No. 199, Pp. 19–28, Dec. 2016, Doi: 10.15446/Dyna.V83n199.55612.
- [23] M. Bravo, H. Machado, Z. García, A. Álvarez, And N. E. Cabrera, “Sistema De Diagnostico Para La Estimación De Secciones En Fallo En Sistemas Eléctricos De Potencia,” Jul. 2006.
- [24] R.-B. Addison, H. Francisco, And G. Pablo, “Fault Diagnosis In Technical Process: A Data Mining And Svm Setting,” 2014.
- [25] A. Raza, A. Benrabah, T. Alquthami, And M. Akmal, “A Review Of Fault Diagnosing Methods In Power Transmission Systems,” *Applied Sciences (Switzerland)*, Vol. 10, No. 4. Mdpi Ag, Feb. 01, 2020. Doi: 10.3390/App10041312.



- [26] U. De *Et Al.*, “Estudio Para Integración De Equipos Localizadores De Falla Y Reconectores Con El Propósito De Mejorar La Calidad De Servicio Técnico Para Los Usuarios De La Zona Li De Emelnorte S.A.,” 2020.
- [27] A. Raza, A. Benrabah, T. Alquthami, And M. Akmal, “A Review Of Fault Diagnosing Methods In Power Transmission Systems,” *Applied Sciences (Switzerland)*, Vol. 10, No. 4. Mdpi Ag, Feb. 01, 2020. Doi: 10.3390/App10041312.
- [28] I. L. Fonseca, F. Maciá Pérez, R. Lau Fernández, F. José, M. Gimeno, And J. A. Gil Martínez-Abarca, “Método Para La Detección De Intrusos Mediante Redes Neuronales Basado En La Reducción De Características,” 2008.
- [29] G. Goos *Et Al.*, “Avances En Redes Neuronales,” 2019. [Online]. Available: [Http://Www.Springer.Com/Series/7407](http://www.springer.com/series/7407)
- [30] L. Becerra, “Estrategia De Detección E Identificación De Fallas Eléctricas Para Sistemas De Distribución Eléctrica Con Generación Distribuida Basado En Redes Neuronales Artificiales.,” 2023.
- [31] N. Ortega, C. Paola, G. Aucancela, And M. Stalin, “Implementación De Un Sistema De Detección De Intrusos Utilizando Inteligencia Artificial,” 2012.
- [32] C. Cibernéticas, Y. Andrea, And P. Rojas, “Aplicación De Técnicas De Aprendizaje Automático (No Supervisado) Para La Detección De Anomalías En Infraestructuras,” 2023.
- [33] M. Ruiz, “Ultra Fast Detection And Classification Of Electrical Faults In Transmission Lines,” 2024. [Online]. Available: [Https://Doi.Org/](https://doi.org/)
- [34] Sel, “Dependable Time-Domain Line Protection With A Traveling-Wave Fault Locator And An Ultra-High-Resolution Transient Recorder Major Features And Benefits Sel-T4011 Ultra-High-Speed Line Relay.”
- [35] A. Kundu, F. I. Zubayer, S. Alam, Y. Alif, M. W. Zobayer, And S. A. A Sakib, “Load Flow Analysis And Fault Detection Of Ieee 9 Bus System Using Matlab-Simulink By Wavelet Transform,” 2023. [Online]. Available: [Https://Ssrn.Com/Abstract=4427775](https://ssrn.com/abstract=4427775)

## 7.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 17. Matriz de Estado del Arte

DISEÑO DE DISPOSITIVO DE PROTECCION ULTRA RAPIDA PARA MEJORAR LOS TIEMPOS DE RESPUESTA ACTUALES BASADO EN EL PROCESAMIENTO DE SEÑALES DE FALLAS PARA AISLAR UNA ZONA AFECTADA EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA																						
ITEM	DATOS			TEMÁTICA					FORMULACIÓN DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA					SOLUCIÓN PROPUESTA		
	AÑO DE PUBLICACIÓN	TÍTULO DEL ARTÍCULO	NÚMERO DE CITAS PUBLISH OR PERISH SCHOLAR GOOGLE	PROTECCIONES ELÉCTRICAS	PROTECCION EN LÍNEAAS DE TRANSMISIÓN	PROTECCION DE ALTA VELOCIDAD EN LÍNEAAS DE TRANSMISION	DETECCIÓN DE FALLAS	ANALISIS DE COMPONENTES SIMÉTRICAS Y ASIMÉTRICAS	ESTUDIO PARA INTEGRACION DE EQUIPOS LOCALIZADORES	DIAGNOSTICO PARA ESTIMACION DE FALLAS	RECUBIERTO DE METODOS DE FALLAS EN UN SISTEMA DE POTENCIA	METODOS DE DETECCIÓN DE FALLAS	TECNICAS DE DETECCION DE FALLAS	DIAGNOSTICO PARA ESTIMACIÓN DE FALLAS MEDIANTE INTELIGENCIA ARTIFICIAL	PROTECCION DE SISTEMAS DE POTENCIA	DISPOSITIVO DE DETECCIÓN POR ONDAS VIAJERA	PROTECCIÓN CONTRA FALLOS DE ARCO DE CIRUITOS DERIVADOS Y EQUIPOS CONECTADOS	METODOS DE ANALISIS DE FALLAS	TIPOS DE FALLAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	TIEMPO DE DETECCION DE FALLA	DISEÑO DE DISPOSITIVO DE PROTECCION	ANALISIS POR FASE DEL SISTEMA
1	2022	Electrical Transmission Protections	6	X		X	X			X				X			X		X	X		X
2	2021	Theoretical framework about optimal model of operation after intentional attacks considering transmission system switching	30						X													
3	2021	Status of Microgrid Protection and Related Standards and Codes: Protection Supports Integration	2	X					X	X	X	X	X		X	X			X			
4	2020	Arc-fault protection of branch circuits, cords, and connected equipment	9	X	X			X				X		X	X	X	X	X			X	X
5	2022	Designing for High-Voltage dc Grid Protection: Fault Clearing Strategies and Protection Algorithms	8			X	X		X	X	X		X			X		X	X			
6	2021	A positioning strategy against voltage instabilities in electric power systems.	27	X	X	X				X				X								
7	2021	Smart Technologies, Systems and Applications	33			X	X					X	X	X	X	X	X	X		X		
8	2015	High Speed Protection Of Transmission Líneas	11	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
9	2014	Coordination Of Overcurrent Relays With Non-Conventional Time Curves In Industrial Electrical Systems	55	X	X	X	X	X							X	X						
10	2023	Data-driven failure diagnosis in transmission protection system with multiple events and data anomalies	9	X	X									X	X	X		X	X	X		
11	2018	A fast DC fault detection method using DC reactor voltages in HVdc grids	26				X	X	X	X	X						X		X		X	

12	2022	Design of a real-time fault location device using a communication system for cutout actuators	17		X	X	X	X					X					X			X	
13	2023	A Fast Fault Detection Method for Protection of HVDC Transmission using Voltage of the PMFCL	27	X		X	X		X	X		X	X		X	X	X	X				
14	2021	Fuzzy logic based fault detection and classification scheme for series faults in six phase transmission line	11	X	X	X			X				X	X	X	X		X	X			
15	2019	Nested Failure Detection and Recovery in Software Defined Networks	17		X		X	X		X	X		X	X					X	X	X	
16	2019	Data-driven failure diagnosis in transmission protection system with multiple events and data anomalies	26				X	X	X	X	X					X		X			X	
17	2004	Arc-fault protection of branch circuits, cords, and connected equipment	8		X	X	X	X			X	X	X			X					X	
18	2015	High Speed Protection in Electrical Power Systems	10	X		X	X		X	X		X	X		X	X	X	X				
19	2022	A novel protection scheme for MMC-MTDC transmission Lines based on fault coefficient	22	X	X	X			X		X		X	X	X	X		X	X			
20	2019	Designing for High-Voltage dc Grid Protection: Fault Clearing Strategies and Protection Algorithms	5		X		X	X		X	X		X	X					X	X	X	
21	2019	Short-circuit and ground fault analysis	7				X	X	X	X	X		X			X		X			X	X
22	2024	Book-fault-analysis	1		X	X	X	X				X				X					X	X
23	2016	Fault detection and diagnosis using artificial intelligence techniques	55	X		X	X		X	X		X	X		X	X		X		X		X
24	2006	Diagnostic System for the Estimation of Failed Sections in Electrical Power Systems	17	X	X	X			X		X		X	X	X	X		X	X			
25	2014	Fault diagnosis in technical process: a data mining and SVM setting	20		X		X	X		X	X		X	X					X	X	X	
26	2020	A review of fault diagnosing methods in power transmission systems	158				X	X	X	X	X		X	X		X		X			X	X
27	2020	Study For The Integration Of Fault Locating Equipment And Reclosers With The Purpose Of Improving The Quality Of Technical Service For The Users Of Zone Ii Of Emelnorte S.A.	22		X	X	X	X		X			X		X	X		X			X	X
28	2020	A review of fault diagnosing methods in power transmission systems	158	X		X	X		X	X		X	X		X	X		X	X	X	X	
29	2023	ESTRATEGIA DE DETECCIÓN E IDENTIFICACIÓN DE FALLAS ELÉCTRICAS PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA BASADO EN REDES NEURONALES ARTIFICIALES	44	X	X	X			X				X	X	X	X		X	X			
30	2019	Advances in Neural Networks	19		X		X	X		X	X		X	X				X	X	X	X	
31	2023	Electrical Fault Detection And Identification Strategy For Power Distribution Systems With Distributed Generation Based On Artificial Neural Networks	48		X	X	X	X		X			X			X		X			X	X
32	2012	Implementation Of An Intrusion Detection System Using Artificial Intelligence	84	X		X	X		X	X		X	X		X	X		X			X	X

33	2023	Application of Machine Learning Techniques (unsupervised) for the Detection of Anomalies in Infrastructures.	37	X	X	X			X			X	X		X	X	X	X			X			
34	2024	Ultra-fast Detection and Classification of Electrical Faults in Transmission Líneas	14	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
35	2019	Dependable Time-Domain Línea Protection With a Traveling-Wave Fault Locator and an Ultra-High-Resolution Transient Recorder Major Features and Benefits SEL-T401L Ultra-High-Speed Línea Relay	1	X		X	X		X	X	X	X		X		X			X		X		X	
CANTIDAD :				13	14	15	17	14	14	13	13	8	12	6	16	15	10	17	8	14	13	12	10	

## 7.2 Resumen de Indicadores

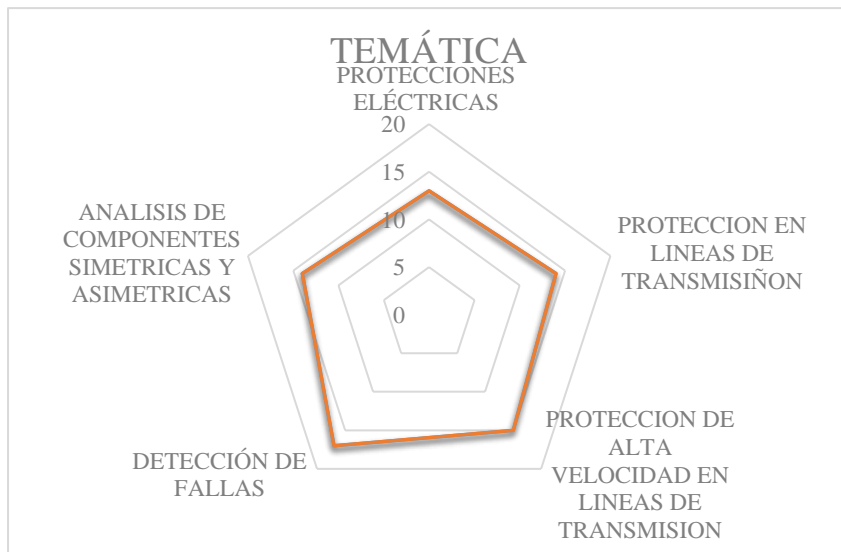


Figura 73. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.

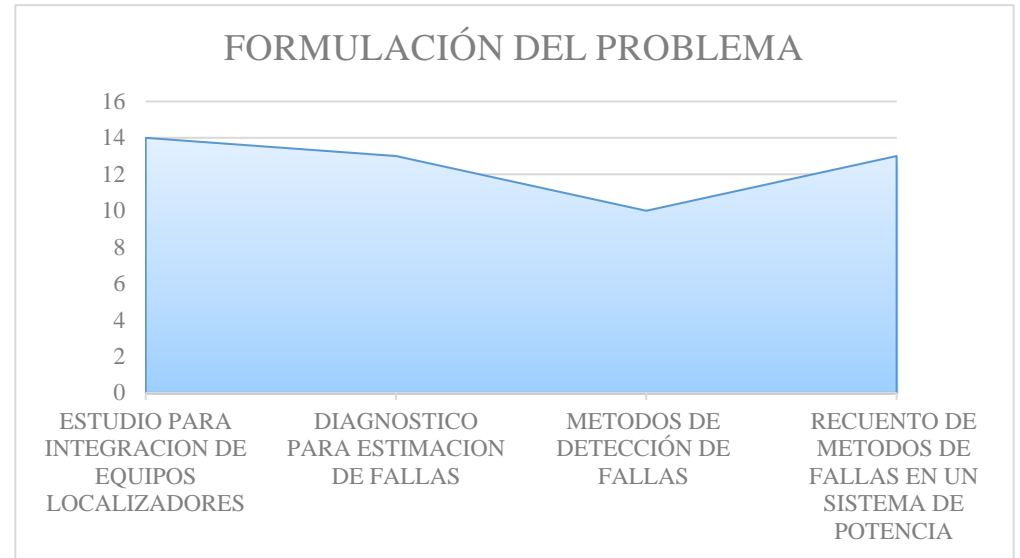


Figura 74. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

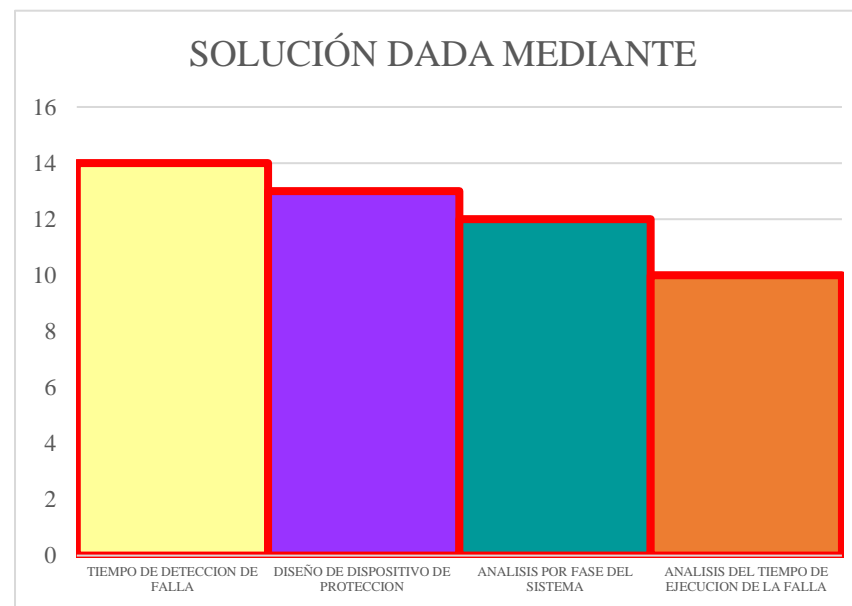


Figura 75. Indicador de solución - Estado del arte.

## 8 Anexos

Tabla 18. Valores Umbral De Corriente Para Threshold Del Pseudocódigo En Cada Línea de transmisión Del Sistema De Prueba IEEE 9 Barras

VARIABLE:		FD					
Tipo de falla:		Trifásica					
Magnitud:		Corriente					
		BUS 1			BUS 2		
		fase A	fase B	fase C	fase A	fase B	fase C
Línea 1		0.0003776	0.00037778	0.000377722	0.00030639	0.00030688	0.00030651
Línea 3		0.00049809	0.00049851	0.000498529	0.00050519	0.00050506	0.00050494
Línea 4		0.0003132	0.0002955	0.000323456	0.0001587	0.00015854	0.00015886
Línea 5		0.00041183	0.00041224	0.000412243	0.00040376	0.00040324	0.00040376
Línea 6		0.00023013	0.00023	0.000229977	0.0002011	0.00020113	0.00020105

Tabla 19. Promedio De Los Valores De Corriente Para Determinar El Threshold En Función De La Figura 15. Por Cada Línea y El Bus 1 y Bus 2

Prom. Bus 1	Prom. Bus 2	Prom. Bus 1, 2	Valor Mayor
0.000377753	0.000306594	0.000335058	0.000377753
0.000498375	0.000505061	0.000501718	0.000505061
0.000310718	0.000158698	0.000234708	0.000310718
0.000412105	0.000403584	0.000407845	0.000412105
0.000230037	0.000201094	0.000215566	0.000230037

Tabla 20 Valores Umbral De Voltaje Para Threshold Del Pseudocódigo En Cada Línea de Transmisión Del Sistema De Prueba IEEE 9 Barras

VARIABLE:		FD					
Tipo de falla:		Trifásica					
Magnitud:		Voltaje					
		BUS 1			BUS 2		
		fase A	fase B	fase C	fase A	fase B	fase C
Línea 1		0.00265448	0.00265507	0.00265596	0.00273535	0.00273509	0.00273499
Línea 3		0.00273438	0.00273438	0.00273551	0.00270956	0.00270867	0.00270936
Línea 4		0.00270822	0.00270822	0.00270902	0.00275314	0.00275229	0.00275287
Línea 5		0.00275215	0.00275219	0.00275303	0.00269993	0.00270017	0.00270123
Línea 6		0.00269973	0.00269988	0.00270109	0.00273478	0.00273509	0.00273589

Tabla 21. Promedio De Los Valores De Voltaje Para Determinar El Threshold En Función De La Figura 15. Por Cada Línea y El Bus 1 y Bus 2

Prom. Bus 1	Prom. Bus 2	Prom. Bus 1, 2	Valor Mayor
0.00265517	0.002735143	0.002695157	0.002735143
0.002734757	0.002709197	0.002721977	0.002734757
0.002730627	0.002752767	0.002741697	0.002752767
0.00272645	0.002700443	0.002713447	0.00272645
0.002717743	0.002735253	0.002726498	0.002735253