MORILLO, ERCILIO

Metodología para detección, clasificación y localización de fallas en redes de alta tensión

2014 74388

UNIVERSIDAD NACIONAL DE RIO CUARTO
BIBLIOTECA

METODOLOGÍA PARA DETECCIÓN, CLASIFICACIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN REDES DE ALTA TENSIÓN USANDO TRANSFORMADA WAVELET Y REDES NEURONALES

Por
Ercilio Morillo

Tesis presentada para la obtención del grado de Magíster en
Ciencias de la Ingeniería
Mención Ingeniería Eléctrica

FACULTAD DE INGENIERÍA UNIVERSIDAD NACIONAL DE RÍO CUARTO

Mayo 2014

743 8

MFN:

Clasif:

T. 969

METODOLOGÍA PARA DETECCIÓN, CLASIFICACIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN REDES DE ALTA TENSIÓN USANDO TRANSFORMADA WAVELET Y REDES NEURONALES

Por
Ercilio Morillo de los Santos

Prof. Juan Carlos Amatti
Director de tesis

Prof. Claudio Reineri
Co-Director de tesis

APROBADA POR:

Prof. Eduardo Orduña
Jurado de tesis

Prof. Diego Moitre
Jurado de tesis

Prof. Ricardo Lima
Jurado de tesis

Prof. Mercedes Carnero
Secretaria de Posgrado
Fac. de Ingeniería

Prof. Jorge Barral
Director de la Secretaría de Posgrado y Cooperación Internacional de la UNRC

Mayo 2014

(A mis Padres, hermanos y amigos,
que me apoyaron mucho.)

AGRADECIMIENTOS

A Dios por brindarme, salud, paciencia, sabiduría, entendimiento y comprensión, para lograr finalizar esta maestría.

A mis directores de tesis, los profesores Juan Carlos Amatti y Claudio Reineri, por su entrega, dedicación y sus orientaciones durante el desarrollo del programa de maestría, ya que sin cuya valiosa colaboración no hubiese sido posible cumplir con la culminación de esta tesis.

Al organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Interconectado de La Republica Dominicana, por haberme concedido la beca para mi formación personal.

Finalmente gracias a mis compañeros de maestría y de trabajo, por colaborarme siempre que le pedí su apoyo.

TABLA DE CONTENIDOS

TABLA DE CONTENIDOS ..... **II**

INDICE DE TABLAS ..... **VI**

INDICE DE FIGURAS ..... **X**

RESUMEN XII

ABSTRACT XIV

I. INTRODUCCIÓN **1**

1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA 1

1.2 OBJETIVO DE LA TESIS 3

1.3 CONTRIBUCIONES DE LA TESIS 3

1.4 ORGANIZACIÓN DE LA TESIS 4

II. TÉCNICA DE DETECCIÓN, CLASIFICACIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN REDES ELÉCTRICAS DE ALTA TENSIÓN **5**

2.1 INTRODUCCIÓN 5

2.2 TÉCNICAS DE DETECCIÓN, CLASIFICACIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FALLAS 6

2.2.1 TÉCNICAS LOCALIZACIÓN DE FALLAS BASADAS EN TEORÍAS DE CIRCUITOS: 6

2.2.2 TÉCNICAS BASADAS EN TEORÍAS DE ONDAS VIAJERAS: 15

2.2.3 TÉCNICAS BASADA EN REDES NEURONALES ARTIFICIALES: 19

2.2.4 TÉCNICA BASADA EN TRANSFORMADA WAVELET 21

III. METODOS DE PROTECCIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE ALTA TENSIÓN **23**

3.1 INTRODUCCIÓN 23

3.2 PRINCIPALES COMPONENTES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN 24

3.2.1 TRANSFORMADORES DE TENSIÓN 24

3.2.2 TRANSFORMADORES DE CORRIENTES 26
3.2.3 LOS RELÉS 27
3.2.4 INTERRUPTORES 28
3.2.5 ENLACES DE COMUNICACIÓN 28
3.2.6 FUENTES DE ALIMENTACIÓN AUXILIAR 28
3.3 REQUERIMIENTO SOBRE EL SISTEMA DE PROTECCIÓN 29
3.3.1 VELOCIDAD DE DESPEJE DE LA FALLA 29
3.3.2 SENSIBILIDAD 29
3.3.3 SELECTIVIDAD 30
3.3.4 CONFIABILIDAD 31
3.3.5 FIABILIDAD 31
3.4 TIPOS DE PROTECCIÓN EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 31
3.4.1 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE 32
3.4.2 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA 32
3.4.3 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO DEFINIDA 33
3.4.4 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO 33
3.4.5 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL 39
3.4.6 PROTECCIÓN DIFERENCIAL 40
3.5 PROTECCIÓN DE DISTANCIA 45
3.5.1 PROTECCIÓN DE DISTANCIA CON RELÉ DE IMPEDANCIA 47
3.5.2 PROTECCIÓN DE DISTANCIA CON RELÉ CON CARACTERÍSTICA MHO 49
3.5.3 PROTECCIÓN DE DISTANCIA CON RELÉ DE REACTANCIA 50
3.5.4 PROTECCIÓN DE DISTANCIA CON RELÉ CON CARACTERÍSTICA CUADRILATERAL 51

IV. REDES NEURONALES ARTIFICIALES 52

4.1 INTRODUCCIÓN 52
4.2 REDES NEURONALES ARTIFICIALES 53
4.3 MODELO DE NEURONA 53
4.4 ARQUITECTURAS DE REDES NEURONALES ARTIFICIALES 55

4.4.1 RED NEURONAL DE UNA SOLA CAPA 55
4.4.2 RED NEURONAL MULTICAPAS 57
4.4.3 RED NEURONAL NO RECURRENTE 58
4.4.4 RED NEURONAL RECURRENTE 58
4.4.5 RED NEURONAL TOTALMENTE CONECTADA 59
4.4.6 RED NEURONAL PARCIALMENTE CONECTADA 59
4.5 ENTRENAMIENTO DE REDES NEURONALES ARTIFICIALES 59
4.5.1 ENTRENAMIENTO SUPERVISADO DE REDES NEURONALES 59
4.5.2 ENTRENAMIENTO NO SUPERVISADO DE REDES NEURONALES 61
4.6 REGLAS O PROCEDIMIENTO DE ENTRENAMIENTOS 61
4.6.1 REGLA DE HEBB 62
4.6.2 ALGORITMO PROPAGACION HACIA ADELANTE Y HACIA ATRÁS (FEED FORWARD BACKPROPAGATION) 63
4.6.3 PROPAGACIÓN HACIA ADELANTE 63
4.6.4 PROPAGACIÓN HACIA ATRÁS 65
4.6.5 REGLA DE WIDROW-HOFF O REGLA DELTA 66
4.6.6 REGLA DE ROSEMBLATT O REGLA DEL PERCEPTRON 67
4.7 ASPECTO A TENER EN CUENTA EN LA FASE DE ENTRENAMIENTO DE UNA RED NEURONAL ARTIFICIAL 68
4.7.1 INICIALIZACIÓN DE LOS PESOS 69
4.7.2 FACTOR DE APRENDIZAJE 69
4.7.3 REGLA DE APRENDIZAJE DELTA-BAR-DELTA 70
4.7.4 MÉTODO DE VALIDACIÓN CRUZADA 71

V. TRANSFORMADA WAVELET 72

5.1 INTRODUCCIÓN 72
5.2 FUNDAMENTO DE LA TRANSFORMADA WAVELET 72
5.3 TIPOS DE TRANSFORMADA WAVELET 73
5.3.1 TRANSFORMADA WAVELET CONTINUA (CWT) 74
5.3.2 TRANSFORMADA WAVELET DISCRETA (DWT) 75

VI. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA DETECCIÓN, CLASIFICACIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FALLAS 79

6.1 INTRODUCCIÓN 79

6.2 DETECCIÓN DE LAS FALLAS 79

6.3 CLASIFICACIÓN DE FALLAS 82

6.4 CRITERIO PARA SELECCIÓN DE LAS FASES FALLADAS 83

6.4.1 CRITERIO PARA DISCRIMINACIÓN DE FALLAS A TIERRA 84

6.5 CRITERIO PARA LOCALIZACIÓN DE FALLAS 86

VII. DESEMPEÑO DE LA MÉTODOLOGIA PROPUESTA 88

7.1 INTRODUCCIÓN 88

7.2 SISTEMA DE TRANSMISIÓN EMPLEADO PARA LA SIMULACIÓN 88

7.3 RESULTADOS OBTENIDOS 90

7.3.1 EVALUACIÓN DEL MODELO PARA DETECCIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LAS FALLAS 94

7.3.2 LOCALIZACIÓN DE LAS FALLAS 97

VIII. CONCLUSIÓN 105

IX. TRABAJOS FUTUROS 108

REFERENCIAS 109

ANEXO A DETALLE DE ESPECTRO DE ENERGÍA PARA DETECCIÓN DE FALLAS 118

ANEXO B: RESUMEN DEL ESPECTRO DE ENERGÍA NORMALIZADO PARA LA LOCALIZACIÓN DE LAS FALLAS. 132

ANEXO C: DESEMPEÑO DEL MODELO PROPUESTO 139

INDICE DE TABLAS

TABLA II-1 CORRIENTES DEL ALGORITMO DE ERIKSSON 14

TABLA II-2 CARACTERÍSTICA DE LA FALLA PARA DIFERENTES TIPOS DE FALLAS Y FASES FALLADAS. 17

TABLA VII-1 VARIABLES DE SIMULACIÓN PARA LÍNEA #1 89

TABLA VII-2 VARIABLES DE SIMULACIÓN PARA LÍNEA #2 90

TABLA VII-3 VARIABLES DE SIMULACIÓN PARA LÍNEA #3 90

TABLA VII-4 RESUMEN DE ESPECTRO DE ENERGÍA PARA NIVEL DE DETALLE 1, PARA LA LÍNEA #1 91

TABLA VII-5 RESUMEN DE ESPECTRO DE ENERGÍA PARA NIVEL DE DETALLE 1, PARA LA LÍNEA #2 91

TABLA VII-6 RESUMEN DE ESPECTRO DE ENERGÍA PARA NIVEL DE DETALLE 1, PARA LA LÍNEA #3 92

TABLA VII-7 RESUMEN DE ESPECTRO DE ENERGÍA NORMALIZADO EN NIVEL DE DETALLE 1, PARA LA LÍNEA #1 93

TABLA VII-8 RESUMEN DE ESPECTRO DE ENERGÍA NORMALIZADO EN NIVEL DE DETALLE 1, PARA LA LÍNEA #2 93

TABLA VII-9 RESUMEN DE ESPECTRO DE ENERGÍA NORMALIZADO EN NIVEL DE DETALLE 1, PARA LA LÍNEA #3 94

TABLA VII- 10 DESEMPEÑO DE LAS REDES IMPLEMENTADAS 104

TABLA A-1 DETALLE DE ESPECTRO DE ENERGÍA DEL NIVEL 1, PARA UNA FALLA EN LA LÍNEA #1 LOCALIZADA A 3.2 KM DE LA BARRA #1 118

TABLA A-2 DETALLE DE ESPECTRO DE ENERGÍA DEL NIVEL 1, PARA UNA FALLA EN LA LÍNEA #2 LOCALIZADA A 3.2 KM DE LA BARRA #2 119

TABLA A-3 DETALLE DE ESPECTRO DE ENERGÍA DEL NIVEL 1, PARA UNA FALLA EN LA LÍNEA #1 LOCALIZADA A 6.4 KM DE LA BARRA #1 119

TABLA A-4 DETALLES DE ESPECTRO DE ENERGÍA DEL NIVEL 1, PARA UNA FALLA EN LA LÍNEA #1 LOCALIZADA A 6.4 KM DE LA BARRA #2 120
TABLA A-5 DETALLES DE ESPECTRO DE ENERGÍA DEL NIVEL , PARA UNA FALLA EN LA LÍNEA # 1 LOCALIZADA A 9.6 KM DE LA BARRA #1 120
TABLA A-6 DETALLES DE ESPECTRO DE ENERGÍA DEL NIVEL 1, PARA UNA FALLA EN LA LÍNEA #1 LOCALIZADA A 9.6 KM DE LA BARRA #2 121
TABLA A-7 DETALLES DE ESPECTRO DE ENERGÍA DEL NIVEL 1, PARA UNA FALLA EN LA LÍNEA #2 LOCALIZADA A 3.1 KM DE LA BARRA #2 121
TABLA A-8 DETALLES DE ESPECTRO DE ENERGÍA DEL NIVEL 1, PARA UNA FALLA EN LA LÍNEA #2 LOCALIZADA A 3.1 KM DE LA BARRA #3 122
TABLA A-9 DETALLES DE ESPECTRO DE ENERGÍA DEL NIVEL 1, PARA UNA FALLA EN LA LÍNEA #2 LOCALIZADA A 6.2 KM DE LA BARRA #2 122
TABLA A-10 DETALLES DE ESPECTRO DE ENERGÍA DEL NIVEL 1, PARA UNA FALLA EN LA LÍNEA #2 LOCALIZADA A 6.2 KM DE LA BARRA #3 123
TABLA A-11 DETALLES DE ESPECTRO DE ENERGÍA DEL NIVEL 1, PARA UNA FALLA EN LA LÍNEA #2 LOCALIZADA A 9.3 KM DE LA BARRA #2 123
TABLA A-12 DETALLES DE ESPECTRO DE ENERGÍA DEL NIVEL 1, PARA UNA FALLA EN LA LÍNEA #2 LOCALIZADA A 9.3 KM DE LA BARRA #3 124
TABLA A-13 DETALLES DE ESPECTRO DE ENERGÍA DEL NIVEL 1, PARA UNA FALLA EN LA LÍNEA #3 LOCALIZADA A 3.2 KM DE LA BARRA #1 124
TABLA A-14 DETALLES DE ESPECTRO DE ENERGÍA DEL NIVEL 1, PARA UNA FALLA EN LA LÍNEA #3 LOCALIZADA A 3.1 KM DE LA BARRA #3 125
TABLA A-15 DETALLES DE ESPECTRO DE ENERGÍA DEL NIVEL 1, PARA UNA FALLA EN LA LÍNEA #3 LOCALIZADA A 6.4 KM DE LA BARRA #1 125
TABLA A-16 DETALLES DE ESPECTRO DE ENERGÍA DEL NIVEL 1, PARA UNA FALLA EN LA LÍNEA #3 LOCALIZADA A 6.2 KM DE LA BARRA #3 126
TABLA A-17 DETALLES DE ESPECTRO DE ENERGÍA DEL NIVEL 1, PARA UNA FALLA EN LA LÍNEA #3 LOCALIZADA A 9.6 KM DE LA BARRA #1 126
TABLA A-18 DETALLES DE ESPECTRO DE ENERGÍA DEL NIVEL 1, PARA UNA FALLA EN LA LÍNEA #3 LOCALIZADA A 9.3 KM DE LA BARRA #3 127

TABLA A-19 DETALLES DE ESPECTRO DE ENERGÍA DEL NIVEL 1, PARA UNA FALLA EN LA LÍNEA #3 LOCALIZADA A 12.8 KM DE LA BARRA #1 127
TABLA A-20 DETALLES DE ESPECTRO DE ENERGÍA DEL NIVEL 1, PARA UNA FALLA EN LA LÍNEA #3 LOCALIZADA A 12.4 KM DE LA BARRA #3 128
TABLA A-21 DETALLES DE ESPECTRO DE ENERGÍA DEL NIVEL 1, PARA UNA FALLA EN LA LÍNEA #3 LOCALIZADA A 15.9 KM DE LA BARRA #1 128
TABLA A-22 DETALLES DE ESPECTRO DE ENERGÍA DEL NIVEL 1, PARA UNA FALLA EN LA LÍNEA #3 LOCALIZADA A 15.6 KM DE LA BARRA #2 129
TABLA A-23 DETALLES DE ESPECTRO DE ENERGÍA DEL NIVEL 1, PARA UNA FALLA EN LA LÍNEA #3 LOCALIZADA A 19 KM DE LA BARRA #1 129
TABLA A-24 DETALLES DE ESPECTRO DE ENERGÍA DEL NIVEL 1, PARA UNA FALLA EN LA LÍNEA #3 LOCALIZADA A 18.8 KM DE LA BARRA #3 130
TABLA A-25 DETALLES DE ESPECTRO DE ENERGÍA DEL NIVEL 1, PARA UNA FALLA EN LA LÍNEA #3 LOCALIZADA A 22.1 KM DE LA BARRA #1 130
TABLA A-26 DETALLES DE ESPECTRO DE ENERGÍA DEL NIVEL 1, PARA UNA FALLA EN LA LÍNEA #3 LOCALIZADA A 22.1 KM DE LA BARRA #3 131
TABLA B-1 ESPECTRO DE ENERGÍA NORMALIZADOS PARA UNA FALLA EN LÍNEA #1 LOCALIZADA A 3.2 KM DE LA BARRA #1 132
TABLA B-2 ESPECTRO DE ENERGÍA NORMALIZADOS PARA UNA FALLA EN LÍNEA #1 LOCALIZADA A 3.2 KM DE LA BARRA #2 133
TABLA B-3 ESPECTRO DE ENERGÍA NORMALIZADOS PARA UNA FALLA EN LÍNEA #1 LOCALIZADA A 6.4 KM DE LA BARRA #1 133
TABLA B-4 ESPECTRO DE ENERGÍA NORMALIZADOS PARA UNA FALLA EN LÍNEA #1 LOCALIZADA A 6.4 KM DE LA BARRA #2 134
TABLA B-5 ESPECTRO DE ENERGÍA NORMALIZADOS PARA UNA FALLA EN LÍNEA #1 LOCALIZADA A 9.6 KM DE LA BARRA #1 134
TABLA B-6 ESPECTRO DE ENERGÍA NORMALIZADOS PARA UNA FALLA EN LÍNEA #1 LOCALIZADA A 9.6 KM DE LA BARRA #2 135
TABLA B-7 ESPECTRO DE ENERGÍA NORMALIZADOS PARA UNA FALLA EN LÍNEA #2 LOCALIZADA A 3.1 KM DE LA BARRA #2 135

TABLA B-8 ESPECTRO DE ENERGÍA NORMALIZADOS PARA UNA FALLA EN LÍNEA #2 LOCALIZADA A 6.2 KM DE LA BARRA #2 136
TABLA B-9 ESPECTRO DE ENERGÍA NORMALIZADOS PARA UNA FALLA EN LÍNEA #2 LOCALIZADA A 9.3 KM DE LA BARRA# 2 136
TABLA B-10 ESPECTRO DE ENERGÍA NORMALIZADOS PARA UNA FALLA EN LÍNEA #2 LOCALIZADA A 3.1 KM DE LA BARRA #3 137
TABLA B-11 ESPECTRO DE ENERGÍA NORMALIZADOS PARA UNA FALLA EN LÍNEA #2 LOCALIZADA A 6.2 KM DE LA BARRA #3 137
TABLA B-12 ESPECTRO DE ENERGÍA NORMALIZADOS PARA UNA FALLA EN LÍNEA #2 LOCALIZADA A 9.3 KM DE LA BARRA #3 138

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 2- 1 REPRESENTACIÓN DEL DIAGRAMA UNIFILAR DE UNA LÍNEA 7
FIGURA 2- 2 REPRESENTACIÓN DEL CIRCUITO EQUIVALENTE DE LA FIGURA 2- 1 7
FIGURA 2-4 ESQUEMA SIMPLIFICADO DE UNA RED RADIAL 18
FIGURA 3-1 REPRESENTACIÓN DE LA FUNCIÓN DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA 32
FIGURA 3-2 REPRESENTACIÓN DE LA FUNCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO DEFINIDO. 33
FIGURA 3-3 CARACTERÍSTICA DE TIEMPO INVERSO 35
FIGURA 3-4 CARACTERÍSTICA DE TIEMPO MUY INVERSO 36
FIGURA 3-5 CARACTERÍSTICA DE TIEMPO EXTREMADAMENTE INVERSO 37
FIGURA 3-6 CARACTERÍSTICA DE TIEMPO MODERADAMENTE INVERSA 38
FIGURA 3-7 ESQUEMA DE CENSADO DIRECCIONAL POLARIZADA A 30 GRADOS 39
FIGURA 3-8 ESQUEMA DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL CON HILO PILOTO 42
FIGURA 3-9 ESQUEMA DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL CON FUNCIÓN ÓPTICA 43
FIGURA 3-10 ESQUEMA DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL POR COMPARACIÓN DE FASE 44
FIGURA 3-11 ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA ESCALONADA 46
FIGURA 3-12 CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN DEL RELÉ DE IMPEDANCIA SIN DIRECCIONALIDAD.... 48
FIGURA 3-13 CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN DEL RELÉ DE IMPEDANCIA CON DIRECCIONALIDAD .. 48
FIGURA 3-14 CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN DE UN RELÉ MHO 49
FIGURA 3-15 CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN DEL RELÉ DE REACTANCIA 50
FIGURA 3-16 RELÉ CON CARACTERÍSTICA CUADRILATERAL 51
FIGURA 4-1 MODELO GENÉRICO DE UNA NEURONA 55
FIGURA 4-2 RED NEURONAL DE UNA SOLA CAPA 56
FIGURA 4-3 RED NEURONAL DE UNA SOLA CAPA SIMPLIFICADA 56
FIGURA 4-4 RED NEURONAL MULTICAPA 57
FIGURA 4-5 RED NEURONAL MULTICAPA SIMPLIFICADA 57
FIGURA 4-6 RED NEURONAL RECURRENTE SIMPLIFICADA 58

FIGURA 5-1 PROCESO DE FILTRADO DE UNA SEÑAL (S) 77
FIGURA 5-2 DESCOMPOSICIÓN DONDE MUESTRA FILTRADOS DE UNA SEÑAL (S) 78
FIGURA 6-1 DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA DETECCIÓN DE FALLAS 82
FIGURA 6-2 DIAGRAMA DE FLUJO PARA DETECCIÓN DE FALLAS ENTRE FASE DEL MÉTODO PROPUESTO 84
FIGURA 6-3 DIAGRAMA DE FLUJO PARA DISCRIMINAR FALLAS ENTRE FASE Y TIERRA. 86
FIGURA 6-4 ESQUEMA PROPUESTO PARA LA LOCALIZACIÓN DE LAS FALLAS. 87
FIGURA 7-1 SISTEMA DE POTENCIA SIMULADO. 89
FIGURA 7-2 COEFICIENTE DE DETALLE DE ENERGÍA PARA UNA FALLA MONOFÁSICA EN LA FASE A EN LA LÍNEA 2 LOCALIZADA A 9.3 KM VISTA DESDE LA BARRA 2, RF=0.1 OHM Y θ=0 95
FIGURA 7-3 COEFICIENTE DE DETALLE DE ENERGÍA NORMALIZADO PARA UNA FALLA MONOFÁSICA EN LA FASE A EN LA LÍNEA 2 LOCALIZADA A 9.3 KM VISTA DESDE LA BARRA 2, RF=0.1 OHM Y θ=0° 96
FIGURA 7-4 SEÑALES DE CORRIENTE MEDIDA EN LA BARRA 2, DURANTE UNA FALLA EN LA FASE A EN LA LÍNEA 2 LOCALIZADA A 9.3 KM VISTA DESDE LA BARRA 2, RF=0.1 OHM Y θ=0° ... 96
FIGURA 7-5 ARQUITECTURA DE RED NEURONAL 97
FIGURA 7-6 DESEMPEÑO EN EL ENTRENAMIENTO DE LA RED NEURONAL MONOFÁSICA 100
FIGURA 7-7 RESULTADO PARA ENTRENAMIENTO, VALIDACIÓN Y PRUEBA DE LA RED NEURONAL 101
FIGURA 7-8 CORRELACIÓN DE LOS DATOS PARA ENTRENAMIENTO, VALIDACIÓN Y PRUEBA DE LA RED NEURONAL MONOFÁSICA 102
FIGURA 7-9 SALIDA DESEADA VS SALIDA SIMULADA 103

RESUMEN

El objetivo principal de todo sistema de potencia es suministrar energía de forma ininterrumpida, con calidad, seguridad y a mínimo costo, sin embargo, dada la naturaleza de los mismos, constantemente se ven expuestos a fallas debido a descarga atmosférica, vandalismo, sobrecarga, etc.; que provocan la salida del estado de operación normal del sistema.

Para llevar el sistema al estado de operación normal, se requiere identificar y aislar rápidamente la parte de la red que ha fallado y determinar la localización de la falla en la red. Sin embargo la tarea de la localización de falla es muy difícil debido a: errores en los algoritmos tradicionales, fallos en la operación de relés o interruptores, operación de relés de múltiples líneas, resistencia de falla, etc.

Ante los hechos mencionados anteriormente, en este trabajo nos hemos propuesto desarrollar una metodología que nos permita detectar, clasificar y localizar con muy buena precisión la localización de la falla en redes de alta tensión, bajo diferente escenarios de operación como son: ángulo de inicio de la falla, resistencia de falla, distintos tipos de fallas y diferentes puntos de ubicación de la falla.

La metodología empleada se basa en el estudio de la transformada wavelet para el tratamiento de transitorio electromagnético, conjuntamente con las redes neuronales artificiales. Se utilizó la transformada wavelet para detectar y clasificar la falla, y tres redes neuronales se utilizaron para la localización de las fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas, respectivamente. Las mismas fueron entrenadas para localizar el punto de la red que está en la condición de falla.

En el 100% de los casos fue posible detectar y clasificar exitosamente la falla. En lo que respecta a su localización, los datos explican el modelo con un nivel de confianza del 99%. Con esta metodología queda demostrado que la combinación de la transformada

wavelet, conjuntamente con las redes neuronales artificiales, constituyen una poderosa herramienta para la detección, clasificación y localización de fallas, en los diferentes escenarios de operación de los sistemas eléctricos de potencia.

ABSTRACT

The main objective of any power system is to provide uninterrupted energy, quality, safety and minimum cost, however, given the nature of them are constantly exposed to faults due to lightning, vandalism, overload, etc.

To bring the system to its original state, is required to quickly identify and isolate from the grid failed to determine the location of the network failure. However, the task of the fault location is very difficult due to: errors in traditional algorithms, failure in the operation of relays or switches, relays operation of multi-line, fault resistance, etc.

Given the facts mentioned earlier, in this work we propose to develop a methodology that allows us to detect, classify and locate with very good accuracy the location of the fault in high voltage networks, under different operating scenarios like are: the start angle fault, fault resistance, fault types and from different points of fault location.

The methodology is the study of wavelet transform for the treatment of transient electromagnetic, together with artificial neural networks. The wavelet transform was used to detect and classify the fault and three neural networks were used to locate single phase faults, two and three phase respectively. They were trained to locate the point of the network that is in fault condition.

In 100% of the cases, it was possible to successfully detect and classify the fault. As regards its location, the data explain the model with a confidence level of 99%. This methodology demonstrate that the combination of the wavelet transform, in conjunction with artificial neural networks, are a powerful tool for the detection, classification and fault location in the different scenarios of operation of power systems.

I. INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia están compuesto por una series de elementos interconectados entres si, como son generadores, líneas, transformadores, centros de cargas, que continuamente están expuestos a fallas.

El objetivo principal de los sistemas eléctricos de potencia es mantener un alto nivel en la continuidad y calidad del servicio, cuando se presenta alguna falla, estas deben ser despejadas por las protecciones, de manera que la menor parte de la red fallada quede fuera de servicio, en el menor tiempo posible.

La función básica de las protecciones en los sistemas eléctricos de potencia es proteger a los equipos y al sistema mismo contra condiciones anormales de funcionamiento y de las fallas eléctricas, las cuales pueden dar origen a averías de aparatos y equipos.

Cuando se ocurre una falla en algunos de los componentes interconectados al sistema eléctrico, las protecciones deben actuar sobre los respectivos componentes y despejar la falla. Lo expresado previamente produce gran impacto sobre el sistema de potencia, por lo que debe ser analizado por los centros de control involucrado y establecer las pautas a seguir para el seguro y adecuado restablecimiento del sistema.

1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Las fallas producidas en los sistemas eléctricos de potencia, ocasionan la interrupción no deseada en el servicio de energía, lo que se transforma en pérdidas monetarias por tiempo de indisponibilidad y multas por incumplimiento a las reglamentaciones vigentes, por lo que se hace necesario conocer de manera rápida y

confiable, el tipo de falla y a localización de la misma, de manera que se pueda resolver el problema y mantener la continuidad del servicio [1].

Al momento de producirse una falla, llegan a los centros de control innumerables registros a través de los Registradores de Secuencia de Eventos (RSE), los Equipos Supervisores de Control y Adquisición de Datos (SCADA), equipos Digitales Registradores de Fallas (DFR) y otros. Por lo que los ingenieros analistas de los centros de control deben clasificar y analizar manualmente una gran cantidad de información, lo que dificulta la toma de decisiones en tiempo real [2].

Lo anteriormente expresado puede ocasionar que los operadores del sistema reincidan nuevamente sobre componentes fallados con los consecuentes retardos en el restablecimiento del servicio y en algunos casos a producir daños permanentes sobre equipos fallados, ya que ellos tienen un tiempo limitado para diagnosticar e identificar la localización de la falla.

Mediante un análisis post operativo detallado, a través del uso de una herramienta computacional basada en inteligencia artificial y transformada wavelet, ayudaría a los operadores de los centros de control de energía a tomar mejores decisiones cuando en el sistema se presenten fallas y a identificar con gran precisión la sección fallada de una línea y además se lograría a que eventos similares vuelvan a repetirse en el futuro.

Para llevar a cabo un adecuado restablecimiento del sistema, no es suficiente con la experiencia del operador y por lo tanto es necesario apoyarlo con algún sistema inteligente, confiable y ágil que permita hacer diagnostico automático de la falla con el fin de mejorar la toma de decisiones en tiempo real.

1.2 OBJETIVO DE LA TESIS

El objetivo principal de esta tesis es proponer la implementación de una técnica basada en la combinación de las Redes Neuronales Artificiales y las Transformadas Wavelet que nos permita la de detección, clasificación y localización de fallas de alta impedancia en líneas aéreas de transmisión de energía eléctrica, con énfasis en la aplicación de esquemas de localización en líneas paralelas.

La detección y clasificación de las fallas se llevaran a cabo utilizando los coeficientes de detalles de las transformada Wavelet Discreta, mientras que la estimación de la localización de la falla se llevara a cabo mediante patrones de entrenamiento de la red neuronal.

Como objetivo secundario se describen diferentes técnicas utilizadas para la detección, discriminación y localización de fallas en redes eléctricas de alta tensión.

1.3 CONTRIBUCIONES DE LA TESIS

Las principales contribuciones de este trabajo de tesis son: La implementación de una metodología basada en redes neuronales artificiales combinada con las transformada Wavelet, que pueda ser utilizado por los operadores de los centros de control de energía, como primera herramienta para un diagnóstico de la falla que ocurren en tiempo real en los sistema de potencia eléctrica.

La herramienta será de fácil manejo por los operadores de los centros de control de energía, de modo que, con la adquisición de los registros capturados por los relés y equipos registradores de fallas, se obtenga una estimación más precisa de la localización de la falla, y de esta manera poder realizar las acciones correctiva para disminuir el tiempo de indisponibilidad de la red.

1.4 ORGANIZACIÓN DE LA TESIS

El capítulo I describe la justificación, los objetivos y la contribución de este proyecto de tesis.

El capítulo II se realizará una revisión del estado del arte, abordando los tópicos más importantes de algunos de los trabajos que se han llevado a cabo para la determinación de la detección, clasificación y localización de fallas de la localización de fallas en líneas de transmisión. Entre estas las técnicas más comunes se distinguen: las técnicas basadas en teorías de circuitos, técnicas basadas en ondas viajeras, técnica basadas en inteligencia artificial, técnica basadas en lógica difusa y técnicas basadas en transformada wavelet.

El capítulo III describe los esquemas de protección comúnmente utilizados en las redes eléctricas de alta tensión para proteger las redes eléctricas.

El capítulo IV está destinado al desarrollo de las redes neuronales, aquí se detallan los distintos tipos de redes neuronales, su arquitectura, los distintos modelos de neuronas, sus funciones de activación y el proceso de entrenamiento.

En el capítulo V se analiza la transformada wavelet como herramienta matemática, sus propiedades y características.

En el capítulo VI en este capítulo se describe el proceso de acondicionamiento y selección de las variables de interés , que normalmente son registradas por relés de protección a través de registros osciloperturbográfico y registradores de fallas, para la detección, clasificación y localización para los distintos tipos de falla.

En el capítulo VII se presentan y analizan los resultados detección, clasificación de las fallas y del entrenamiento y validación del modelo propuestos para las tres líneas de transmisión, definidas como caso de estudios.

En el capítulo VIII se presentan las conclusiones, se establecen las aportaciones al trabajo así como un conjunto de recomendaciones respecto a las extensiones futuras de este trabajos.

II. TÉCNICA DE DETECCIÓN, CLASIFICACIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN REDES ELÉCTRICAS DE ALTA TENSIÓN

2.1 INTRODUCCIÓN

Con el desarrollo de las grandes redes del sistema de potencia, los usuarios ponen mucha atención en la confiabilidad y en la calidad de potencia. La desregulación de los mercados eléctricos introduce un grado de complejidad mayor, que implica la utilización de herramientas avanzadas para lograr mantener la seguridad en la operación del sistema.

Las líneas de transmisión, unos de los principales componentes del sistema eléctrico de potencia, están constantemente expuestas a condiciones medioambientales que pueden ser extremas; por lo que experimentan alta probabilidad de falla, en comparación con otros componentes del sistema.

Por lo tanto las fallas en las líneas de transmisión deben ser detectadas, clasificadas y localizadas adecuadamente y ser despejadas tan rápido como sea posible. Esto nos permitirá la rápida restauración de la parte afectada, resultando en una mejora tanto económica como en la calidad de potencia del suministro.

Diferentes algoritmos han sido desarrollados para la de detección, clasificación y localización de fallas en redes eléctricas de alta tensión. Los algoritmos para la localización de fallas de mayor aplicación son: Reactancia, Takagi, Schweitzer y Ericksson, hacen uso de la información de las variables que almacenan los relés de protección, estos algoritmos presentan gran asertividad en la localización de fallas de baja

impedancia y a corta distancia del relé, sin embargo en estos se realizan suposiciones sobre el comportamiento y estructura del sistema de potencia, limitando su alcance real. Además para fallas de alta impedancia, estos presentan en sus análisis graves deficiencias

Las técnicas más comunes detección, clasificación y localización de fallas en redes eléctricas esta: técnicas basadas en teorías de circuitos, técnicas basadas en ondas viajeras, técnica basadas en inteligencia artificial, técnica basadas en lógica difusa y técnicas basadas en transformada wavelet. A continuación se realizara una breve descripción de estas técnicas.

2.2 TÉCNICAS DE DETECCIÓN, CLASIFICACIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FALLAS

Existen varias técnicas y algoritmos de localización de fallas, entre estas se pueden citar: Las técnicas basadas en teoría de circuitos, técnicas basadas en detección de fallas por medio de la medición del voltaje, la corriente y el cambio de la impedancia [4], [5],[8], técnicas basadas en inteligencia artificial, técnicas basadas en teorías de ondas viajeras.

2.2.1 TÉCNICAS LOCALIZACIÓN DE FALLAS BASADAS EN TEORÍAS DE CIRCUITOS:

Estas técnicas detectan las fallas a través de la medición del voltaje de barra, la corriente de línea y el cambio de la impedancia. Dentro de estas técnicas existen varios algoritmos de localización de la falla como son: reactancia simple, método de Takagi, Schweitzer y Ericksson.

Partiendo del diagrama de la Figura 2- 1 y de su equivalente Figura 2- 2, para el análisis de los algoritmos de reactancia simple, método de Takagi, Schweitzer y Ericksson, la caída de voltaje desde el terminal G, se describe en la ecuación (2).

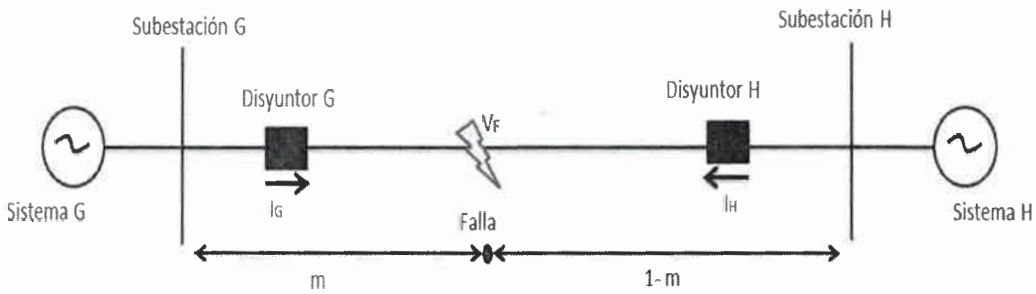


Figura 2- 1 Representación del diagrama unifilar de una línea

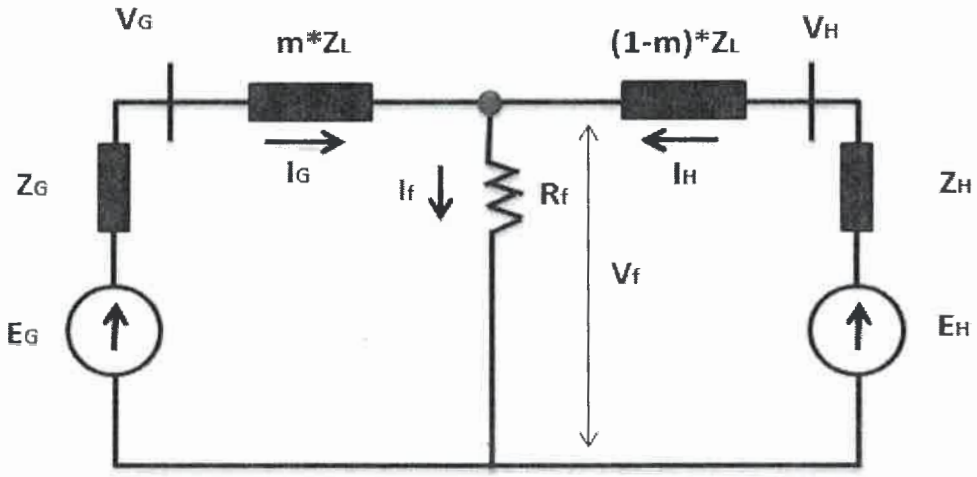


Figura 2- 2 Representación del circuito equivalente de la Figura 2- 1

$$V_G = mZ_L I_G + R_f I_f \qquad (2)$$

Dónde:

m : Es la distancia de la línea desde la subestación al punto de falla

Z_L : Impedancia de secuencia positiva de la línea

I_G : Corriente de la fase fallada aportada por la subestación G

R_f : Es la resistencia de falla

I_f : Es la corriente de falla

2.2.1.1 ALGORITMO DE REACTANCIA SIMPLE:

Este algoritmo realiza el tratamiento de la señal tomando solo la parte imaginaria de la ecuación 2 dividiendo por I_G , con el objetico de reducir el efecto de la resistencia de falla R_f , asumiendo que la misma es despreciable quedando la ecuación anterior como:

$$\frac{V_G}{I_G} = \frac{mZ_L I_G + R_f I_f}{I_G} \tag{2.1}$$

Resolviendo la ecuación 2.1 para encontrar m, ignorando el término $\frac{R_f I_f}{I_G}$ y guardando la parte imaginaria se tiene que:

$$m = \frac{1}{X_L} * \text{imag}\left(\frac{V_G}{I_G}\right) \tag{2.3}$$

Dónde:

X_L : Es la reactancia inductiva de la línea

El error quedaría representado por la siguiente ecuación

$$e = \frac{1}{X_L} * \left(\frac{I_f}{I_G}\right) \tag{2.4}$$

Donde el error será cero si I_G e I_f están fase, es decir, no se tiene en cuenta la generación en H, si todas las impedancias tienen ángulo cero.

Normalmente las suposiciones anteriores en los sistema de potencia las no se cumplen, por lo tanto el error esta multiplicado por la resistencia de falla (R_f) y esto proporciona grandes desventajas de este algoritmo cuando se presentan fallas de alta impedancia, como se presenta en la siguiente ecuación.

$$e = \frac{1}{X_L} * \left(\frac{I_f}{I_G}\right) * (R_f) \tag{2.5}$$

2.2.1.2 ALGORITMO DE TAKAGI

El objetivo de este método es tratar de eliminar el error del algoritmo de reactancia simple, multiplicando el voltaje en el punto de la falla tal que el resultado sea real, es decir trata de eliminar la parte imaginaria.

Este algoritmo trata de mejorar el algoritmo de Reactancia, mediante la multiplicación del voltaje en la falla de tal manera que el resultado sea real.

Asumiendo que:

$$I_G = I_G' + I_G'' \tag{2.6}$$

Definiendo a K_G como:

$$K_G = K_G * e^{j\alpha} \tag{2.7}$$

Y a I_f como:

$$I_f = K_G * I_G'' \tag{2.8}$$

Multiplicando la ecuación 2 por el conjugado complejo de I_f , reemplazando en la ecuación 2.8 y tomando la parte imaginaria se elimina el termino R_f.

Resolviendo para obtener m se tiene:

$$m = \frac{IM[(V_G)*(I_G'')^**(K_G)^*]}{IM[Z_L*I_G*(K_G)^**(I_G'')^*]} \tag{2.9}$$

De donde:

$$m = \frac{IM[(V_G)*(I_G'')^**e^{-j\alpha}]}{IM[Z_L*I_G*(I_G'')^**e^{-j\alpha}]} \tag{2.10}$$

Finalmente, Takagi supone que $\alpha=0$ y la ecuación 2.10 resulta de la siguiente forma:

$$m = \frac{IM[(V_G)*(I_G'')^*]}{IM[Z_L*I_G*(I_G'')^*]} \tag{2.11}$$

En forma general lo que Takagi pretende con este algoritmo es minimizar el error usando un factor exponencial $e^{-j\alpha}$, de tal forma que la R_f no ingrese en la parte imaginaria de la ecuación 2.1.

2.2.1.3 ALGORITMO DE SCHWEITZER

Este método busca eliminar el error en la estimación de la localización de falla, que viene dada por varios factores, como son resistencia de falla, acoplamiento mutuo, topología de la red, entre otros. Es similar al método de medición en un extremo de la línea, solo que aquí se plantean dos ecuaciones con los datos de cada extremo de la línea eliminando la variable voltaje de falla y obteniendo una mejor estimación de la localización de la falla.

Partiendo de la Figura 2- 1 y de la Figura 2- 2 se busca encontrar una ecuación para V_f :

$$V_G=mZ_L I_G+R_f I_f \tag{2.11}$$

$$V_H=(1-m)Z_L I_H+R_f I_f \tag{2.12}$$

$$V_f=R_f I_f \tag{2.13}$$

Dónde:

m : Es la distancia de la línea desde la subestación al punto de falla

Z_L : Impedancia de secuencia positiva de la línea

I_H : Corriente de la fase fallada aportada por la subestación H

R_f : Es la resistencia de falla

I_f : Es la corriente de falla

V_f : Es el voltaje de la fase fallada

Resolviendo las ecuaciones 2.11, 2.12 y 2.13 para m se obtiene

$$m=\frac{V_G-V_H+Z_L I_H}{Z_L(I_H+I_G)} \tag{2.14}$$

Este método es bastante preciso ya que no realiza ninguna aproximación y los efectos que producían error en el método de un solo terminal de línea, son eliminados.

2.2.1.4 ALGORITMO DE ERIKSSON

Este algoritmo busca obtener una ecuación para m, partiendo de una reducción de la red, incluyendo la reducción de impedancia fuente. Solo son necesarias hacer dos suposiciones:

- Que las línea son cortas
- Que las impedancias de secuencia positiva y negativas son iguales

Al igual que en los algoritmos anteriores se parte de la ecuación 2.

Sea:

$$\overline{D}=De^{j\Lambda}=\frac{I_G''}{\overline{I}_f} \tag{2.15}$$

Dónde:

$$\overline{D}=\frac{1}{K_G} \tag{2.16}$$

Sustituyendo las ecuaciones 2.8 y 2.16 en la ecuación 2 se tiene:

$$V_G=mZ_L I_G+R_f*\frac{I_G''}{\overline{D}} \tag{2.17}$$

Ahora se tiene que:

$$\overline{D}=\frac{(1-m)Z_L*Z_H}{Z_G+Z_L+Z_H} \tag{2.18}$$

Sustituyendo la ecuación 2.18 en 2.17 obtenemos

$$m^2-m*k_1+k_2+k_3*R_f \tag{2.19}$$

Dónde:

$$k_1=\frac{V_G}{Z_L+I_G}+1+\frac{Z_H}{Z_L} \tag{2.20}$$

$$k_2=\frac{V_G}{Z_L+I_G}\left(\frac{Z_H}{Z_L}+1\right) \tag{2.21}$$

$$k_3=\frac{I_G''}{Z_L*I_G}\left(\frac{Z_G+Z_H}{Z_L}+1\right) \tag{2.22}$$

Dividiendo la ecuación 2.19 en su parte real e imaginaria, que se resuelve eliminado R_f, quedando una sola ecuación con incógnita m, de la forma:

$$am^2+bm+c=0 \tag{2.23}$$

Dónde:

$$a=IM(k_3) \tag{2.24}$$

$$b=R_e(k_3)IM(k_1)-R_e(k_1)IM(k_3) \tag{2.25}$$

$$c=R_e(k_2)IM(k_3)-R_e(k_3)IM(k_2) \tag{2.26}$$

Para cortocircuitos entre fases se usa directamente el cambio en las corrientes de línea, mientras que para fallas a tierra, se usan magnitudes de secuencia positiva. El valor de I_G'' a utilizar en la ecuación 2.22 depende del tipo de falla y el mismo está dado en la Tabla II-1.

Tabla II-1 Corrientes del Algoritmo de Eriksson

Tipo de Falla	**Fase Fallada**	I_G''
Falla monofásica a tierra	AG	$\frac{3}{2}*I''_{Ga}-I_{G0}$
	BG	$\frac{3}{2}*I''_{Gb}-I_{G0}$
	CG	$\frac{3}{2}*I''_{Gc}-I_{G0}$
Falla bifásica	AB	$I''_{Ga}-I_{Gb}$
	BC	$I''_{Gb}-I_{Gc}$
	CA	$I''_{Gc}-I_{Ga}$
Falla bifásica a tierra	ABG	$I''_{Ga}-I_{Gb}$
	BCG	$I''_{Gb}-I_{Gc}$
	CAG	$I''_{Gc}-I_{Ga}$

UNIVERSIDAD NACIONAL DE RÍO CUARTO BIBLIOTECA

2.2.2 TÉCNICAS BASADAS EN TEORÍAS DE ONDAS VIAJERAS:

Cuando se producen fallas en las redes eléctricas de alta tensión, se producen ondas y las mismas viajan a lo largo de toda la línea fallada. Varios equipos registradores de ondas viajeras son instalados en ciertos lugares de las subestaciones, registrando los frentes de ondas, los arribos de los tiempos y los mismos son enviados a un centro de cálculo de falla, donde la distancia de la falla es calculada [21].

2.2.2.1 TÉCNICA DETECCIÓN DE FALLA BASADA EN TEORÍAS DE ONDAS VIAJERAS:

Cuando los sistemas operan normal, sin ninguna falla en la red, no aparecen transitorios y por lo tanto tampoco aparecen ondas viajeras [22]. Sin embargo, cuando se produce una falla aparecen ondas viajeras y estas pueden ser medidas por los relés y registradores de fallas ubicados en las subestaciones, ya que estas ondas viajan por toda la línea.

Por otro lado cuando solo aparecen interferencias, que no son fallas, la corriente medida por los relés o por los registradores de fallas solo posee ruidos pero no ondas viajeras.

2.2.2.2 TÉCNICA DE SELECCIÓN DE FALLA BASADA EN TEORÍAS DE ONDAS VIAJERAS:

La característica de la onda viajera, depende de las propiedades de las fuentes adicionales, por lo tanto se pueden clasificar falla a través de la característica de la onda viajera.

Debido a la impedancia mutua entre las tres fases de la línea es imposible aplicar un análisis directo, por lo que se propone un modelo de transformación de fase [22], denominado modelo de Karembauer, para conseguir un modelo de cantidades, en lugar de las variables de fases. Tres conjuntos diferentes de modelos son adquiridos y los mismos son denominados modeloα, modelo β y modelo cero.

Debido a que ellos están desacoplados y son independientes, un modelo de cantidades (modeloα, modelo β y modelo cero) puede ser tratado con un modelo de circuito de simple fase.

El modelo para una falla a tierra en la fase "A" se consigue a través de la siguiente transformación:

$$\dot{I}_{\alpha}=\dot{I}_{\beta}=\dot{I}_{0}=\dot{I}_{A} \tag{2.27}$$

Dónde:

$\dot{I}_{\alpha},\dot{I}_{\beta},\dot{I}_{0}$: Son las corrientes correspondientes a los modelosα, β y 0 respectivamente.

$\dot{I}_{A}$: Es el flujo de corriente adicional para la fase A

Midiendo el valor inicial de la corriente de falla de la onda viajera en la barra, puede ser determinada el tipo de fase fallada o las fases falladas. Un análisis similar es presentado en Tabla II-2 para el resto de los demás tipos de fallas.

Tabla II-2 Característica de la falla para diferentes tipos de fallas y fases falladas.

Tipo de Falla	Fase Fallada	I_0	$I_\propto$	I_β
Falla monofásica a tierra	A	I_a	I_a	I_a
	B	I_b	$-I_b$	0
	C	I_c	0	$-I_c$
Falla bifásica	AB	0	$2I_a$	I_a
	BC	0	$-I_b$	I_b
	CA	0	I_c	$2I_c$
Falla bifásica a tierra	ABT	I_a+I_b	I_a-I_b	I_a
	BCT	I_b+I_c	$-I_b$	$-I_c$
	CAT	I_c+I_a	I_a	I_a-I_c
Falla trifásica	ABC	0	I_a-I_b	I_a-I_c

Sin embargo, el principal problema es como calcular y separar las ondas viajeras, ya que las mismas son superpuestas a la componente de frecuencia fundamental del sistema de potencia, por lo tanto, para solucionar este problema una gran cantidad de herramientas matemáticas han sido aplicadas en los sistemas de potencia.

2.2.2.3 TÉCNICA LOCALIZACIÓN DE FALLA BASADA EN TEORÍAS DE ONDAS VIAJERAS:

En la Figura 2-3 se muestra el diagrama de una red radial, en la que se simula una falla entre las subestaciones B y C.

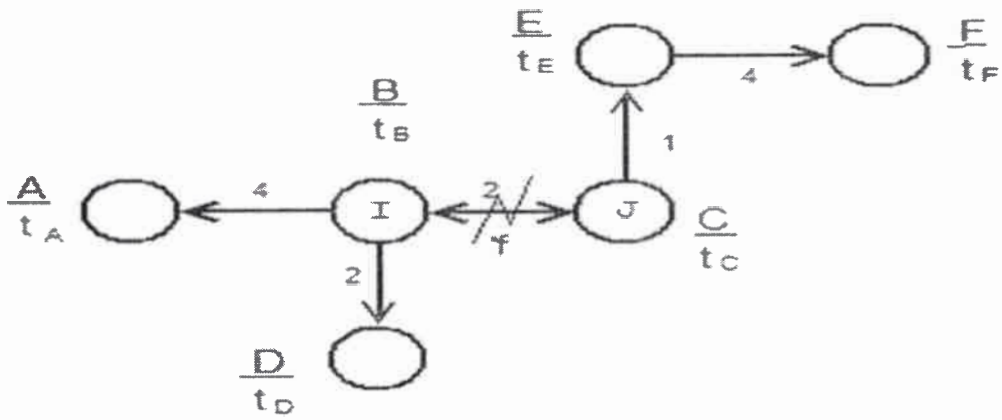


Figura 2-3 Esquema simplificado de una red radial

Si seleccionamos de forma aleatoria dos subestaciones "I" y "J", para el sistema radia mostrada en la Figura 2-3 y analizamos el camino más corto entre (I, J). Cuando (I, J), pasa por la línea fallada, la onda fallada toca los dos terminales del punto fallado y llegan a I y J separadamente.

De acuerdo al algoritmo de localización de falla de onda viajera para dos terminales de línea, la distancia a la falla entre la subestación I y el punto de la falla es calculada de acuerdo a la ecuación (2.28).

$$d_I = \frac{v(t_I - t_J) + L_{IJ}}{2} \tag{2.28}$$

Dónde:

t_I, t_J : Son los tiempos de llegadas de las ondas falladas a las subestaciones (I, J) respectivamente

L_{IJ} : Es el camino más corto entre las subestaciones I y J

v : Es la velocidad de propagación de la onda

2.2.3 TÉCNICAS BASADA EN REDES NEURONALES ARTIFICIALES:

Estas técnicas son utilizadas para detectar cualquier tipo de falla, discriminar las fases falladas, determinar la direccionalidad de las fallas y estimar la localización de la fallas, constan de varios módulos dependiendo para que se le utilice [12], [16], [18].

Estas redes neuronales son entrenadas usando diferentes patrones, para diferentes tipos de fallas, diferentes ubicaciones, diferente topología de la red y diferentes parámetros eléctricos.

Tienen como entradas las señales de tensión y de corrientes de fase muestreada a una determinada frecuencia de muestreo f_s. El proceso implementación de este tipo de técnica depende de los siguientes factores [23]:

a) Preparación adecuada de los datos de entrenamientos.

b) Selección adecuada de la estructura red neuronal artificial.

c) Selección adecuada del algoritmo de entrenamiento.

d) Entrenamiento de la red neuronal artificial.

e) Evaluación de la red neuronal artificial entrenada, usando patrones de prueba y validación.

Se debe tener presente que este es un proceso iterativo y que es posible que una estructura particular de red neuronal artificial seleccionada en el punto b) no tenga un entrenamiento como el diseñador deseaba. En este caso la estructura y los parámetros de la red deben ser cambiados y la red debe ser entrenada nuevamente.

Por otro lado una red formada como en la etapa d), puede tener un comportamiento no satisfactorio con los patrones de prueba, por lo que la estructura de la

red y los parámetros deben ser cambiados, la red debe ser reentrenada, revalidada y probada de nuevo.

2.2.3.1 PREPARACIÓN DE LOS DATOS DE ENTRENAMIENTOS

Es necesario tener información de registros de fallas para diferentes partes del sistema, bajo diferentes resistencias de fallas, diferentes ángulos de inicio de la falla, diferentes configuraciones de la red, ya sea de registros históricos o por simulaciones.

2.2.3.2 SELECCIÓN DE DATOS PARA ENTRENAMIENTOS, PRUEBAS Y VALIDACIÓN

En primer lugar a los datos se le divide en un conjunto de entrada y otro de patrones deseados que definen claramente nuestro problema. El total de muestras se lo debe dividir en tres partes que son:

i) Patrones de entradas y salidas para entrenamientos

ii) Patrones de entradas y salidas para validación

iii) Patrones de entradas y salidas para pruebas

2.2.3.3 ENTRENAMIENTO DE LA RED NEURONAL ARTIFICIAL

El entrenamiento de cada Red Neuronal Artificial se realiza fuera de línea (off-line) hasta obtener los pesos (w_k) y los pesos de tendencia (bias) adecuados que proporcionen una salida de acuerdo a lo deseado.

Cada patrón se compone de "N" muestra de tensión y corriente. Estos patrones de entrenamiento incluyen todas las posibles contingencias, acoplamiento mutuo entre líneas, diferentes resistencias de fallas, diferentes niveles de cortocircuitos, ángulo de inicio de la falla, etc.

En general el entrenamiento de las redes neuronales usa vectores de entrada de respuesta conocida, mediante un algoritmo se ajustan los pesos w_k y una vez entrenada, esta puede generalizar y reconocer otros vectores de entrada con respuesta desconocida.

2.2.3.4 VALIDACIÓN Y PRUEBA DE LA RED NEURONAL ARTIFICIAL:

En esta etapa se evalúa el desempeño de la red neuronal artificial entrenada con el conjunto de patrones de entrenamiento, en la validación se prueba la red neuronal con un conjunto de datos pruebas que la red neuronal no haya visto anteriormente. Finalmente se calcula un error y si este es satisfactorio, entonces la red neuronal esta lista y entrenada; pudiendo ser usada para detección, clasificación y localización de fallas.

2.2.4 TÉCNICA BASADA EN TRANSFORMADA WAVELET

Partiendo de la selección de una Wavelet madre, y con la obtención de las señales de corriente y tensión se extraen los coeficientes de detalles y se compara con algún valor de umbral para determinar si existe falla, cuales fases están involucradas y clasificar el tipo de falla [25], [26],[31],[42],[43],[44],[45],[47],[51],[54].

2.2.4.1 CRITERIO DE DETECCIÓN DE LA FALLA

La regla de detección de falla es establecida y analizada por medio de las señales de corrientes o tensión en el dominio del tiempo y con un nivel descomposición x, de la transformada wavelet.

Una vez calculado los coeficientes de detalles o de aproximación, para cada una de las señales de tensión o corriente en el nivel x; para cada una de las fases se la compara con ajuste previamente establecido y si en cualquiera de las tres fases se excede ese ajuste, indica que una falla ha ocurrido.

2.2.4.2 CRITERIO DE SELECCIÓN DE LAS FASE FALLAS

Después de detectada la falla, para cada ventana de datos bajo estudio, los coeficientes de detalles o de aproximación o energía de detalle o aproximación, de las señales de corriente y tensión, al igual que el caso anterior se la compara con un valor de ajuste y si para cualquiera de las tres fases supera el ajuste previamente fijado, entonces indica que esa fase esta fallada

2.2.4.3 CRITERIO DE SELECCIÓN DE FALLAS FASE A TIERRA:

Durante el estado de prefalla, la corriente que circula por el neutro es debida solo al desbalance, siendo este valor insignificante comparado con el valor que circula cuando ocurre una falla a tierra. Por lo tanto bajo condiciones de operación normal se puede suponer que la corriente de neutro es cero.

Para el tipo de falla a tierra se determina el coeficiente de detalle de energía, de las corriente que fluye a tierra y al igual que en los casos anteriores es comparada con un

ajuste, previamente prefijado, para identificar falla a tierra. Por lo tanto si este ajuste es superado y además si cualquiera de los coeficientes de detalles de energía para cualquiera de la fase supera cierto ajuste, entonces existe una falla de fase a tierra.

III. METODOS DE PROTECCIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE ALTA TENSIÓN

3.1 INTRODUCCIÓN

Los sistemas de potencia están compuestos por un conjunto de fuentes y consumidores enlazados a través de líneas y transformadores. Las fallas en los generadores son prácticamente limitadas y controlables ya que el equipamiento está localizado en el interior de una edificación. También, cuando un generador que está operando falla, este se le puede reemplazar por otro que este fuera disponible para abastecer la demanda del sistema. Situación similar ocurre con los transformadores de potencia. Para las líneas de transmisión, en general son de larga distancias y están ubicadas por montañas, la localización de las fallas, por lo que la localización de ocurrencia de una falla es muy difícil ubicar la precisión de las mismas y no permiten tomar medidas similares a los casos anteriormente mencionados.

Las líneas de transmisión es una de las partes más crítica de un sistema de potencia, por lo tanto, hay que protegerla adecuadamente para mantener la continuidad del servicio. La salida de servicio de un enlace de transmisión tiene como consecuencia pérdida de capacidad de transferencia de potencia, desconexión de carga y disminución de confiabilidad. Para minimizar los efectos de las fallas los sistemas de protección deben actuar de manera rápida y eficiente aislando la parte afectada de la red, para evitar daños a

equipos, a las personas, mantener la estabilidad del sistema y continuidad del servicio en las restantes partes del sistema.

Lo principales componentes de un sistema de protección de las líneas de transmisión como son: sensores, relé, cables que conectan los sensores a los relés, interruptores, alimentación de corriente directa (DC) y canales especiales de comunicación. De modo que para mejorar el sistema de protección, es necesario mejorar la respuesta de los sensores, aumentar la velocidad de los relés y de apertura de los interruptores.

3.2 PRINCIPALES COMPONENTES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

Entre los principales componentes del sistema de protección podemos distinguir: transformadores de tensión, transformadores de corriente, relés, interruptores, fuentes de alimentación, cableado y los canales de comunicación:

3.2.1 TRANSFORMADORES DE TENSIÓN

Estos tipos de instrumento pueden ser de dos tipos: magnéticos y capacitivos. Para tensiones de alrededor de los 132 kV los transformadores de tensión magnéticos suelen ser más económicos que los transformadores de tensión capacitivos. Los transformadores de tensión capacitivos tienen la ventaja de que pueden ser combinados con equipos de Power Line Carrier (PLC) para uso de comunicación a través de la red eléctrica.

Sus principales funciones son:

a) Convertir los valores elevados de las señales de tensión en valores reducidos que puedan ser manejados por los relés.

b) Aislar los circuitos de medida de la red, de la fuente primaria de tensión.

c) Proveer la posibilidad de estandarización a valores bajos de los instrumentos de medida y de los relés.

Debido a las conexiones de estos equipos con relés y equipos de medidas, dependiendo del cableado, se producen errores en las variables de medidas. La FEM inducida para lograr la corriente en la carga total requiere de una corriente de magnetización que es tomada del lado de alto voltaje de la fuente primaria, esta corriente de magnetización no es parte de la relación de transformación por lo que en lugar de tener una relación de transformación n_v como es el caso ideal, tendríamos n_{dv} como se indicaran en las ecuaciones (3.1) y (3.2).

$$n_v = \frac{V_p}{V_s} \tag{3.1}$$

$$n_{dv} = \frac{V_p - \Delta v}{V_s} \tag{3.2}$$

Dónde:

n_v : Es la relación de transformación de tensión ideal

n_{dv} : Es la relación de transformación de tensión real

V_p : Voltaje del lado primario

V_s : Voltaje del lado secundario

El error estaría dado en este caso por la siguiente ecuación

$$e=\frac{\frac{V_p}{V_s}-\frac{V_p-\Delta v}{V_s}}{\frac{V_p}{V_s}}*100=\frac{\Delta v}{V_p}*100 \qquad (3.3)$$

Además, por efecto de resonancia, estos dispositivos pueden producir operación incorrecta; resulta por lo tanto necesario considerar este fenómeno al momento de su selección

3.2.2 TRANSFORMADORES DE CORRIENTES

Al igual que los transformadores de tensión sus funciones son:

a) Convertir los valores elevados de las señales corrientes en valores reducidos que puedan ser manejados por los relés.

b) Aislar los circuitos de medida, de la fuente primaria de corriente.

c) Proveer la posibilidad de estandarización a valores bajos de tensión y corrientes de los instrumentos de medida y de los relés.

Debido a que en la práctica estos equipos son conectados a relés, equipos de medidas y cables se producen errores en las variables medidas. La FEM inducida para lograr la corriente en la carga total requiere una corriente de magnetización que es tomada del lado del primario de la fuente de corriente, esta corriente de magnetización no es parte de la relación de transformación por lo que en lugar de tener una relación de transformación de corriente n_i , como es el caso ideal, tendríamos n_{di} como se indicaran en las ecuaciones (3.4) y (3.5)

$$n_i=\frac{I_p}{I_s} \qquad (3.4)$$

$$n_{di} = \frac{I_p - \Delta I}{I_s} \tag{3.5}$$

Dónde:

n_i : Es la relación de transformación de corriente ideal

n_{di} : Es la relación de transformación de corriente real

I_p : Corriente del lado primario

I_s : Corriente del lado secundario

El error estaría dado en este caso por la siguiente ecuación

$$e = \frac{I_p - I_m}{I_s} * 100 \tag{3.6}$$

La calidad de los transformadores de corriente es muy importante para los esquemas de protección diferencial donde la operación de los relés está directamente relacionada con la precisión de los transformadores de corriente, tanto bajo condiciones de fallas como de operación normal.

3.2.3 LOS RELÉS

Son dispositivo que toman las señales de los transformadores de corriente y de tensión, la procesan de manera electromagnética o digital, para dar una señal de operación a los interruptores, para que aíslen la parte de la red afectada por una falla. En ocasiones provocan mala actuación por factores como los arcos que acompañan la falla, y como mencionamos anteriormente, por errores de medición en los transformadores de tensión y

corriente, por fallas de diseños, por problema de funcionamiento del propio equipo y por errores en ajuste de las protecciones.

3.2.4 INTERRUPTORES

Son los dispositivos que reciben las señales de operación de los relés, para que se encarguen de aislar físicamente el elemento de la red que está bajo falla, normalmente estos equipos extinguen el arco en el momento del pasaje por cero de la onda de corriente.

3.2.5 ENLACES DE COMUNICACIÓN

Tienen como función principal comunicar a los relés de ambos extremos que se encuentran conectados a una línea de transmisión. Sirven para establecer una lógica en la operación de los relés sobre la base de la información recibida del extremo remoto. Estos enlaces están compuesto fundamentalmente por los siguientes tipos: onda portadora, fibra óptica, microondas y radio digital.

3.2.6 FUENTES DE ALIMENTACIÓN AUXILIAR

Su función es proporcionar energía permanentemente, incluso en caso de falta de energía de corriente alterna del sistema eléctrico de potencia, a los circuitos de protección. Estos se componen fundamentalmente por los siguientes elementos: baterías y rectificadores.

3.3 REQUERIMIENTO SOBRE EL SISTEMA DE PROTECCIÓN

La selección de un relé de protección para una aplicación específica, depende la configuración de la red, tipo de línea (simple circuito, doble circuito, línea larga, línea corta, si esta compensada o no, etc.), nivel de corriente de carga, resistencia esperada en pie de torre etc. [27].

Las principales característica de la protección en líneas de transmisión son:

3.3.1 VELOCIDAD DE DESPEJE DE LA FALLA

La velocidad de despeje de la falla es requerida para que la falla sea eliminada en el menor tiempo posible, para fallas severas el tiempo requerido es de algunos milisegundos. Los requerimientos de velocidad deben determinarse cuidadosamente, considerando que si la protección es muy rápida pudiese verse comprometida la seguridad y la selectividad del sistema y si la misma es muy lenta el sistema puede desestabilizarse y los equipos pueden sufrir daños significativos [29] [30].

3.3.2 SENSIBILIDAD

Es necesario que el relé sea capaz de detectar todo los tipos de fallas, incluso aquellas que estén por debajo de la corriente de carga. Debido a fallas de baja magnitud, si las protecciones no son sensibles y no la detectan, estas pueden causar daños de equipos debido a la inducción de tensiones en equipos de baja tensión y a las personas, debido al levantamiento de potencial de tierra. Por lo tanto, para dotar a un sistema de protección de esta característica es necesario:

a) Establecer para cada tipo de protección las magnitudes mínimas, de tensión y/o corriente, necesarias que permitan distinguir las situaciones de falla de las situaciones normales de operación.

b) Establecer para cada magnitudes las condiciones límites que separan las situaciones de fallas de las situaciones normales de operación

3.3.3 SELECTIVIDAD

Los efectos de la falla deben ser limitados y se debe ser asegurar la fuente de alimentación a los consumidores. En ese sentido se requiere que el sistema sea capaz de distinguir entre fallas internas y fallas externas, así como distinguir entre condiciones normales de operación y condición de fallas.

Es requerido además en algunos casos que los relés sean capaces de distinguir algunas condiciones anormales de operación, tales como, sobreexcitación, sobrecarga, conductor roto, etc.

Tan importante es que una protección actúe cuando le corresponde actuar como que no actúe cuando no tiene que actuar, dependibilidad y seguridad de un sistema de protección. Si la falta tiene lugar dentro de la zona vigilada por la protección ésta debe dar la orden de abrir los interruptores que aíslen el circuito en falta. Si, por el contrario, la falta se ha producido fuera de su zona de vigilancia, la protección debe dejar que sean otras protecciones las que actúen para despejarla, ya que su actuación dejaría fuera de servicio un número de circuitos más elevado que el estrictamente necesario para aislar la falta y, consecuentemente, implicaría un innecesario debilitamiento del sistema.

Existen diversas formas de dotar a las protecciones de la característica de selectividad. En algunos casos, la propia configuración de la protección hace que solamente

sea sensible ante faltas ocurridas en su zona de protección y, por tanto, la selectividad resulta ser una cualidad inherente al propio funcionamiento de la protección.

3.3.4 CONFIABILIDAD

Es la habilidad de un sistema de protección para realizar su función adecuadamente y la misma está relacionada directamente con los atributos de dependibilidad y seguridad de los relés.

3.3.5 FIABILIDAD

La fiabilidad de un sistema de protección depende: de la fiabilidad de la propia protección, de su aplicación, de su correcta instalación y del mantenimiento preventivo. La actuación incorrecta de las protecciones puede ser debida a: diseño inadecuado, ajuste incorrecto, instalación incorrecta, ensayo o deterioro del servicio.

3.4 TIPOS DE PROTECCIÓN EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

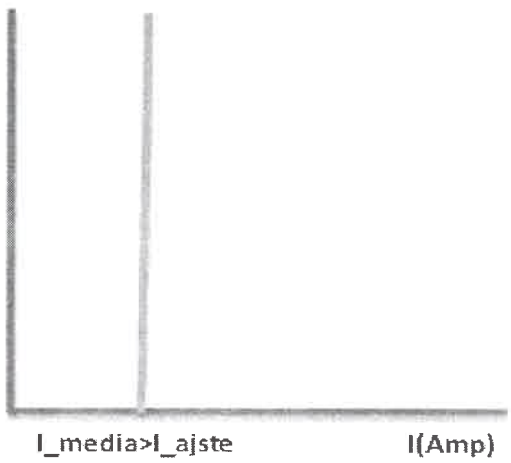
Existen diferentes técnicas para proteger las líneas de transmisión, entre las más importantes están:

3.4.1 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

Dentro de este tipo de protección se pueden distinguir tres tipos que son: protección de sobrecorriente instantánea, protección de sobrecorriente de tiempo definido y protección de tiempo inverso.

3.4.2 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA

Ordena la apertura al interruptor asociado cuando la intensidad que ve es superior al valor ajustado (Figura 3-1). Es la protección más sencilla, pero tiene el inconveniente de que se ve muy afectada por la variación de la magnitud de la intensidad de falla, debido a cambios en la generación y en la topología de la red.



Pr

Figura 3-1 Representación de la función de sobrecorriente instantánea.

3.4.3 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO DEFINIDA

Al igual que el caso anterior este tipo de protección ordena la apertura al interruptor que tiene asociado cuando la intensidad que ve es superior al valor ajustado, pero con un retraso de tiempo previamente prefijado (Figura 3-2).

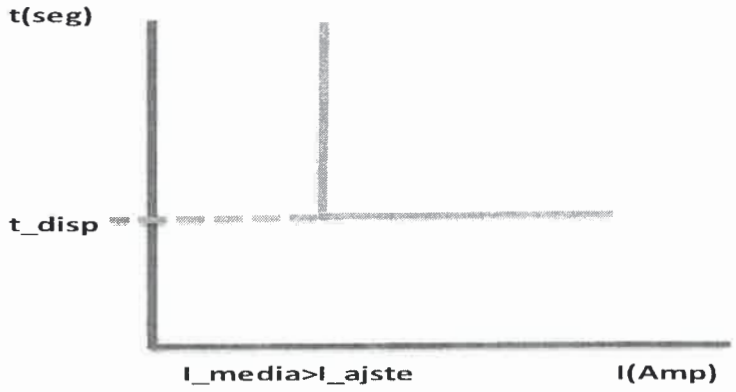


Figura 3-2 Representación de la función de sobrecorriente de tiempo definido.

3.4.4 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO

Este tipo de protección la magnitud de la corriente depende generalmente de la ubicación de la falla y a diferencia de los dos casos anteriores es muy poco afectada por cambios en la generación o en sistema de potencia de alta tensión.

La función básica este tipo de sobrecorriente de tiempo inverso es el proporcionar protección con un tiempo de retardo tal que permita selectividad con otros dispositivos de protección y están compuesta por una familia de curvas.

El tiempo inverso significa que ante una gran magnitud de corriente, el tiempo de operación es muy pequeño y viceversa. Esto depende del tipo de curvas características tiempo-corriente que sean seleccionadas, tales como: tiempo inverso, tiempo muy inverso, tiempo extremadamente inverso y tiempo moderadamente inversa (Figura 3-3, Figura 3-4, Figura 3-5 y Figura 3-6).

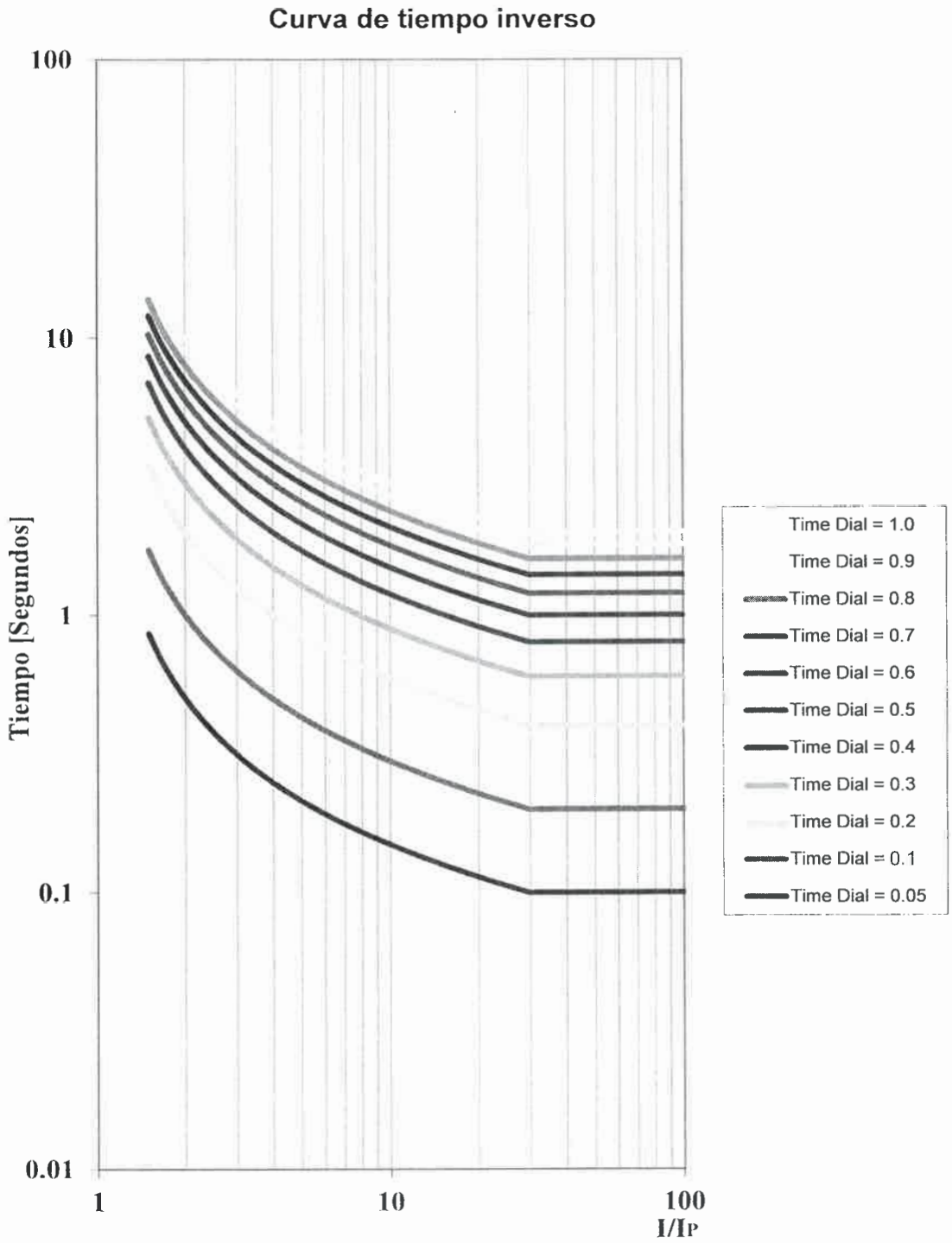


Figura 3-3 Característica de tiempo inverso

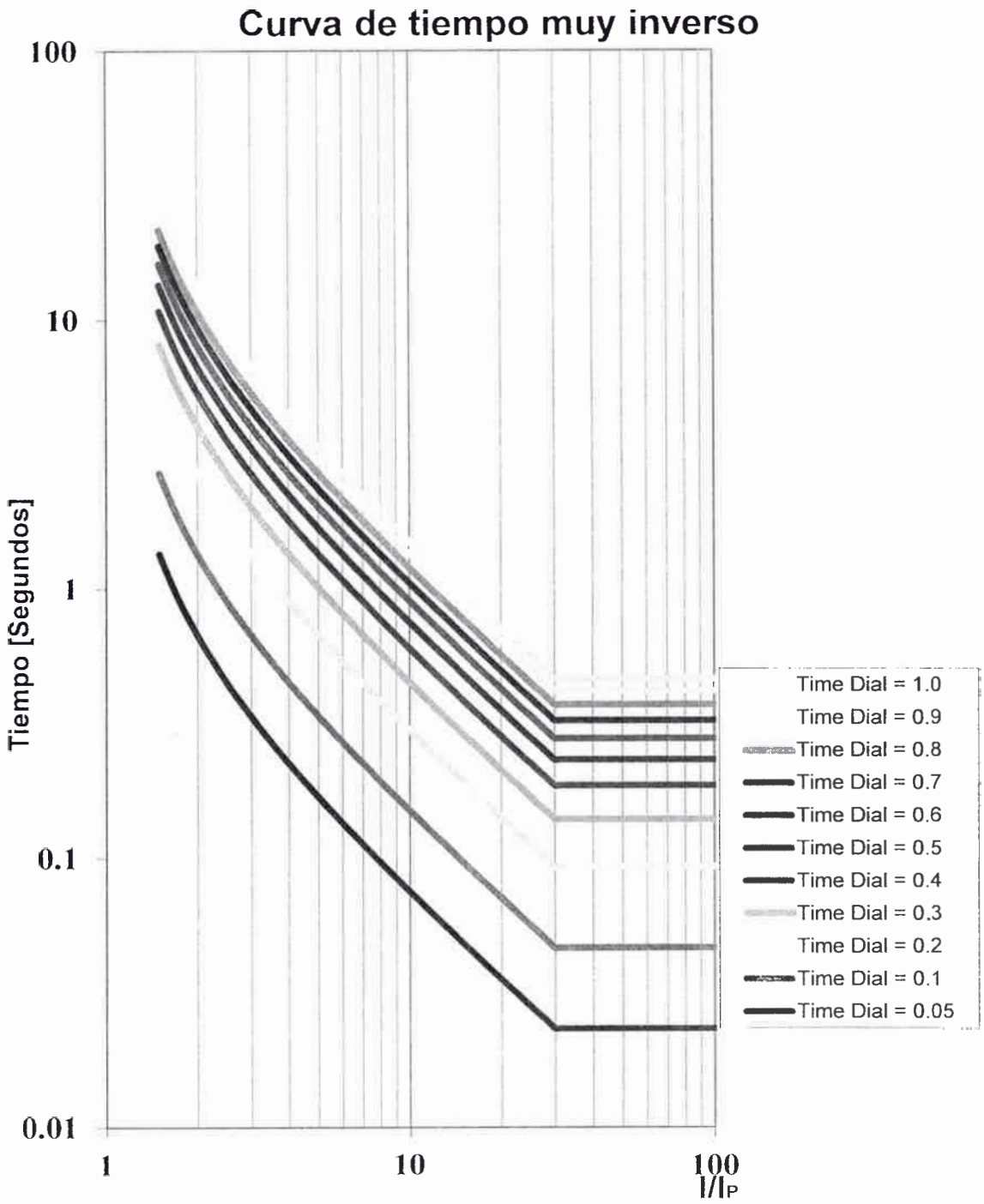


Figura 3-4 Característica de tiempo muy inverso

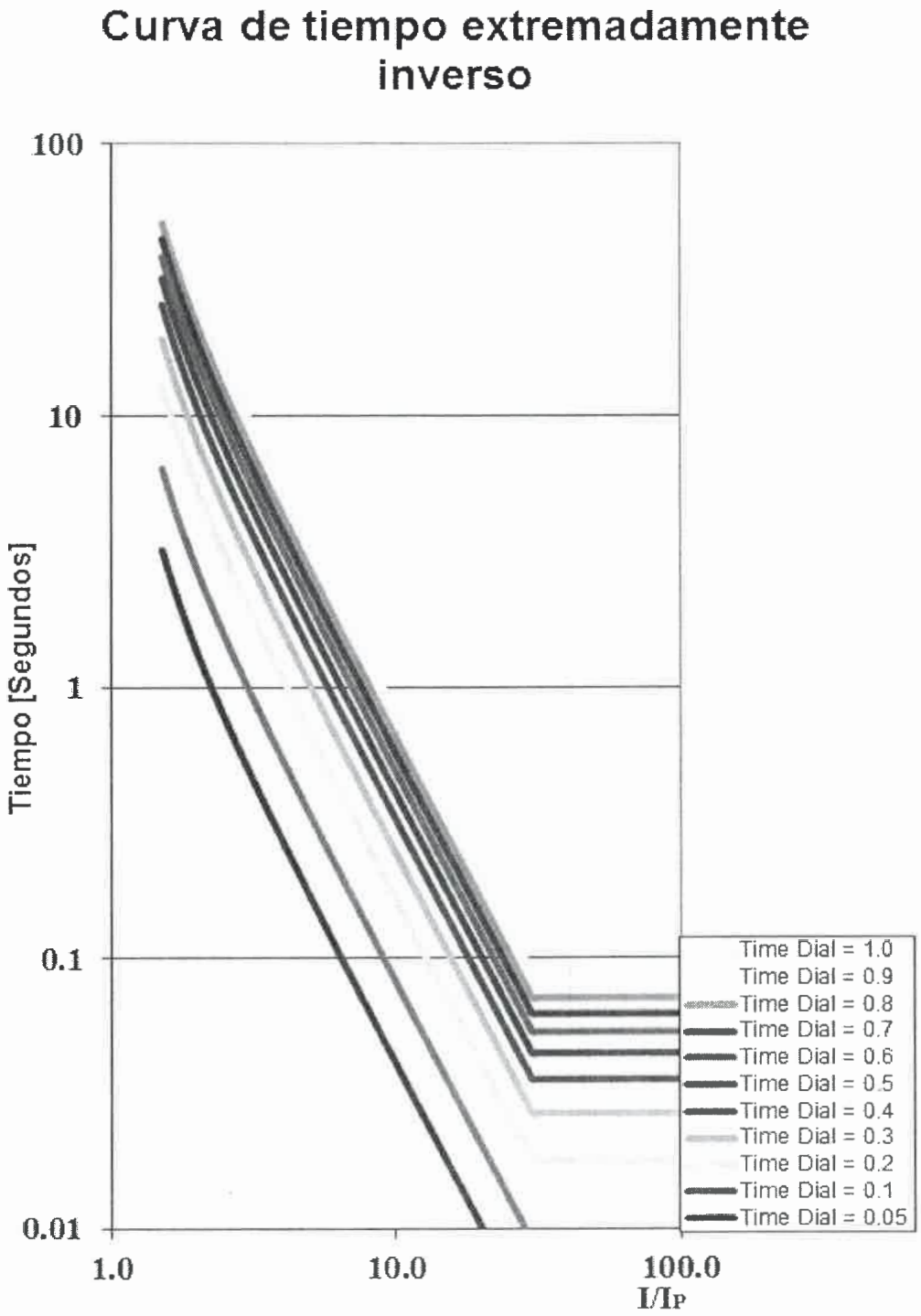


Figura 3-5 Característica de tiempo extremadamente inverso

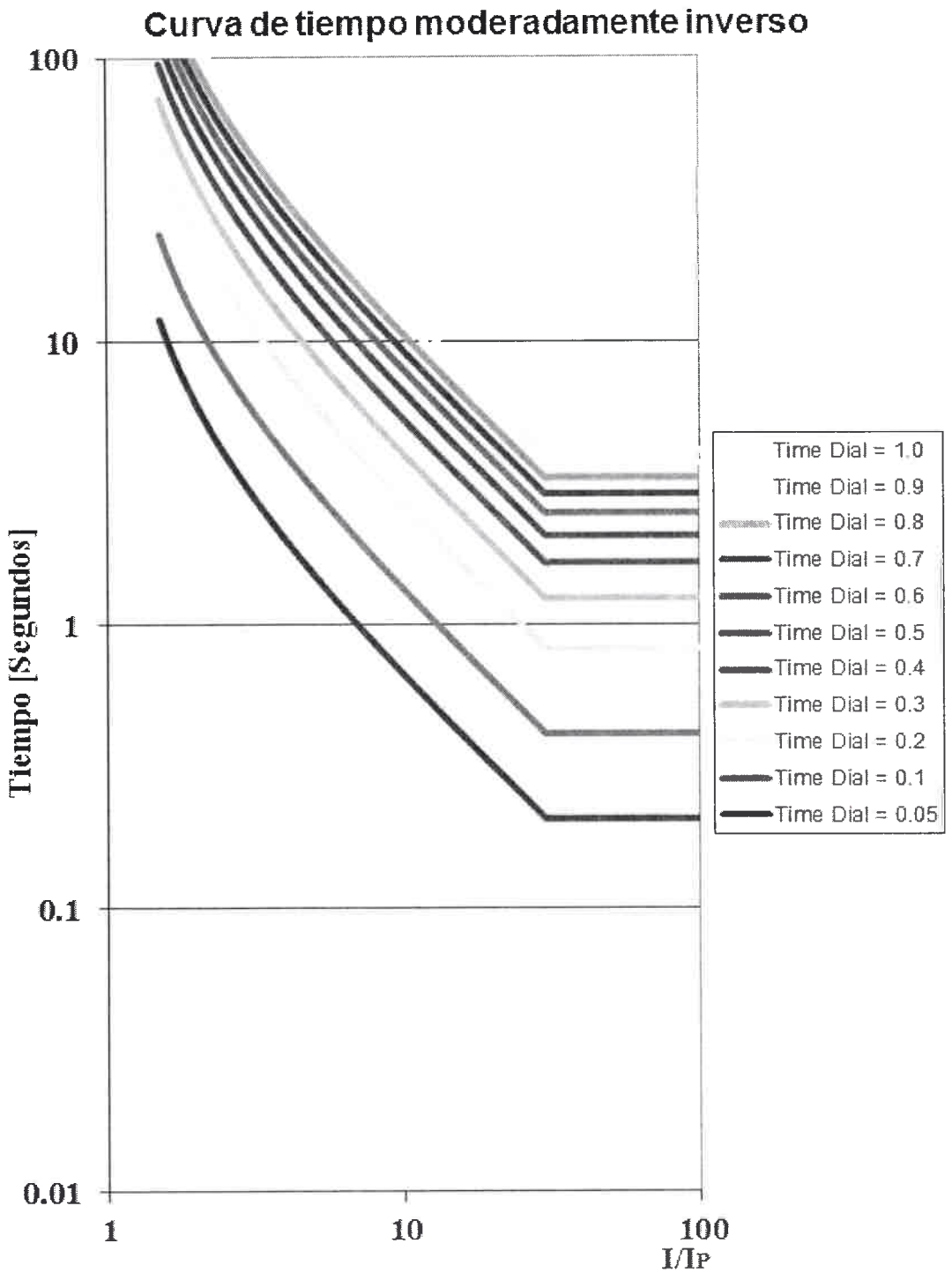


Figura 3-6 Característica de tiempo moderadamente inversa

3.4.5 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL

Son relés de sobrecorriente que operan durante fallas en el sistema en cualquier dirección desde el punto de localización del relé. Constan de un elemento de sobrecorriente y una unidad direccional, a diferencia de los tipos de sobrecorriente visto anteriormente, este tipo requiere de dos señales de entrada, la de corriente de operación y una señal de polarización, que normalmente es la tensión ya que el Angulo de fase no cambia con la falla.

El relé responderá sólo si la falla está en la dirección programada (adelante o atrás) (Figura 3-7). Son usados con conexión por fase en sistemas trifásicos o como protección direccional de tierra, usando la tensión y la corriente residual, de tierra o de neutro.

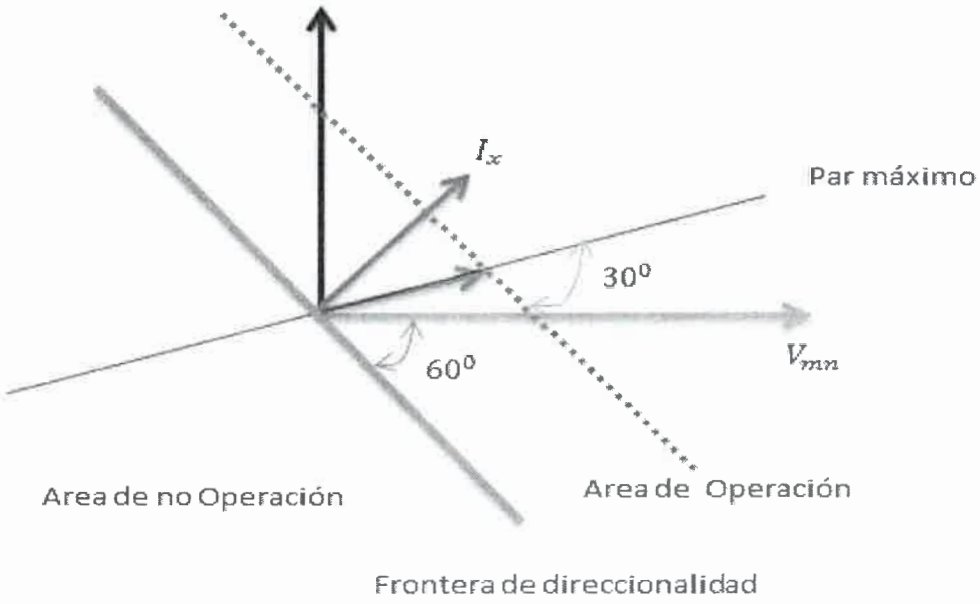


Figura 3-7 Esquema de censado direccional polarizada a 30 grados

3.4.6 PROTECCIÓN DIFERENCIAL

Compara la corriente en los extremos de la línea protegida, dando simultáneamente orden de apertura a los interruptores que se encuentran en ambos extremos cuando la diferencia fasorial entre ellas es superior al valor ajustado. Esta protección por su rapidez y simultaneidad de la apertura presenta las ventajas de limitar la duración de las faltas, permitir el reenganche rápido de la línea (cuando las faltas son transitorias) y aumenta la estabilidad del sistema.

La limitación en el empleo de la protección diferencial a líneas viene dada por la distancia que hay entre los transformadores de intensidad, debido a que la impedancia de conexión de sus secundarios es función de esta distancia.

Se pueden distinguir tres tipos de esta protección que son: protección diferencial con hilo piloto, protección diferencial con fibra óptica y protección diferencial de comparación de fase. Estos tipos de protección están normalmente acompañados de los siguientes enlaces de comunicación: Hilo piloto, comunicación por la línea eléctrica (PLC), enlace de radio y fibra óptica

3.4.6.1 PROTECCIÓN DIFERENCIAL CON HILO PILOTO

Son una unidad de relé de protección que detectan fallas que están entre los relés, por lo que no tienen función de respaldo incluida. Necesitan crear una función de respaldo para la protección de distancia.

La detección de la falla se hace a través de la medición de corriente que pasa entre los dos terminales de un enlace de transmisión. En condiciones de operación normal la corriente que entra por un extremo del enlace debe ser igual a la que sale del mismo

(existirán pequeñas diferencias que obedecen principalmente al efecto capacitivo del enlace, así como por absorción de reactivos por efecto inductivo).

La medida principal es la comparación de la magnitud de fase y del ángulo de fase entre los terminales de línea de acuerdo al principio de corriente diferencial, primera ley de Kirchhoff.

Para evitar un incorrecto funcionamiento de este tipo de protección es vital tener un sistema de comunicación altamente confiable para la transmisión de datos en ambos terminales.

Hay dos tipos de protección diferencial de corriente. El primer tipo combina las corrientes de cada extremo en una señal compuesta y compara dichas señales a través de un canal de comunicaciones, para determinar si la falla está dentro o fuera de la línea. El segundo tipo muestrea las corrientes de fase individuales, convierte la corriente en una señal digital, y transmite esas señales entre los extremos a través de un canal de comunicaciones, para determinar si la falla está dentro o fuera de la línea.

Una serie de transformadores sumadores son usados a menudo para transformar el sistema de tres fases en un sistema monofásico, permitiendo solo el uso de un par de hilo piloto. En la Figura 3-8 se muestra el esquema de protección con hilo piloto.

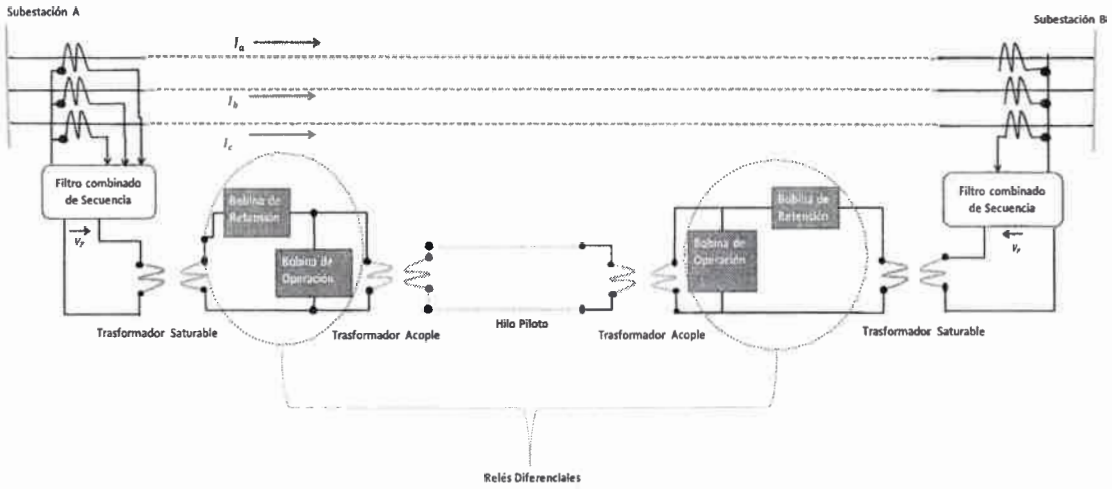


Figura 3-8 Esquema de la protección diferencial con hilo piloto

Para distancia cortas la señal de desconexión podría ser corriente continua sobre un cable solido piloto y para distancia mucho más larga los sistema de portadora de línea de energía o tono de audio son empleados usualmente.

3.4.6.2 PROTECCIÓN DIFERENCIAL CON FUNCIÓN ÓPTICA

La función diferencia de línea óptica ha sido introducido en el mercado durante los últimos años, junto con el inicio de la provisión de fibra óptica entre las dos subestaciones, dando una conexión de banda ancha que permite la directa medición diferencial sobre una fase o por fase.

El principio de corriente diferencia para este tipo de protección es presentada en la Figura 3-9. Es provisto un relé en cada terminal de línea que puede ser proporcionada a través de un canal de comunicación dedicado de fibra óptica, por medio de una terminal de Mux.

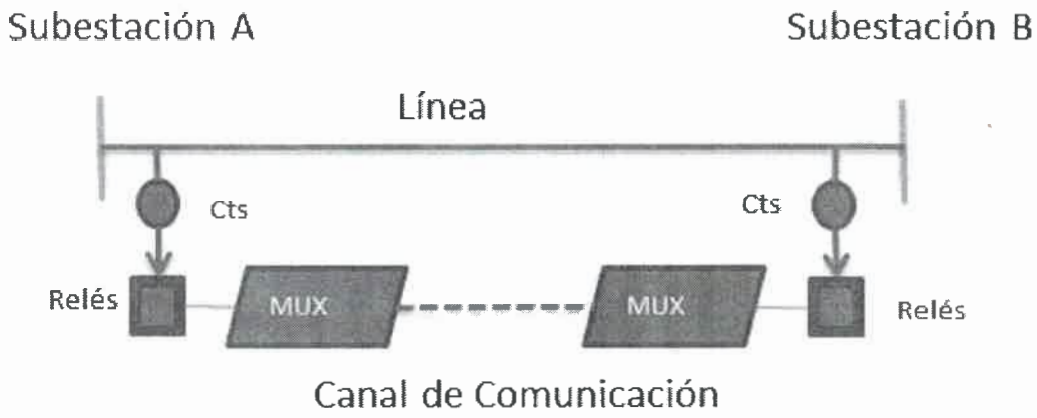


Figura 3-9 Esquema de la protección diferencial con función óptica

3.4.6.3 PROTECCIÓN DIFERENCIAL POR COMPARACIÓN DE FASE

Este tipo de relé no ha sido muy difundido en el mercado y se usa solo en algunos países, debido a que solo incorpora una unidad de protección y no incluye ninguna unidad de respaldo y además tiene alto requerimiento de una comunicación rápida entre los terminales, que en su mayoría está compuesto de un equipo de comunicación de PLC para este relé de protección.

Este esquema compara los ángulos de fase de las corrientes de falla en ambos extremos de la línea protegida. Si la falla es externa o si la corriente es la corriente de carga, entonces el ángulo de desfase es de alrededor de 180°, los relés detectan que no existe falla interna y no inician disparo.

Por el contrario cuando las corrientes están en contra fase, circularán hacia el punto de falla, los relés detectan falla interna e inician el disparo.

Este esquema de comparación de fases puede ser de dos tipos, el segregado y el no segregado. El primero utiliza una comparación por fase y requiere, por lo tanto, de tres canales de comunicación, mientras que el segundo utiliza un filtro para obtener una sola cantidad para comparar, requiriendo un solo canal de comunicación.

Para poder transmitir la corriente que se compara por el canal de comunicación, las misma deben ser convertida a una onda cuadrada, y deben ser enviada de un extremo de la línea al otro extremo en forma de pulsos.

El esquema de comparación de fases requiere un canal de comunicación seguro, el cual puede ser portadora por línea de potencia, fibra óptica o microondas.

El principio de comparación de fase indica que el ángulo de fase de corriente en dos terminales de la línea es comparado cada ciclo como se presenta en la Figura 3-10.

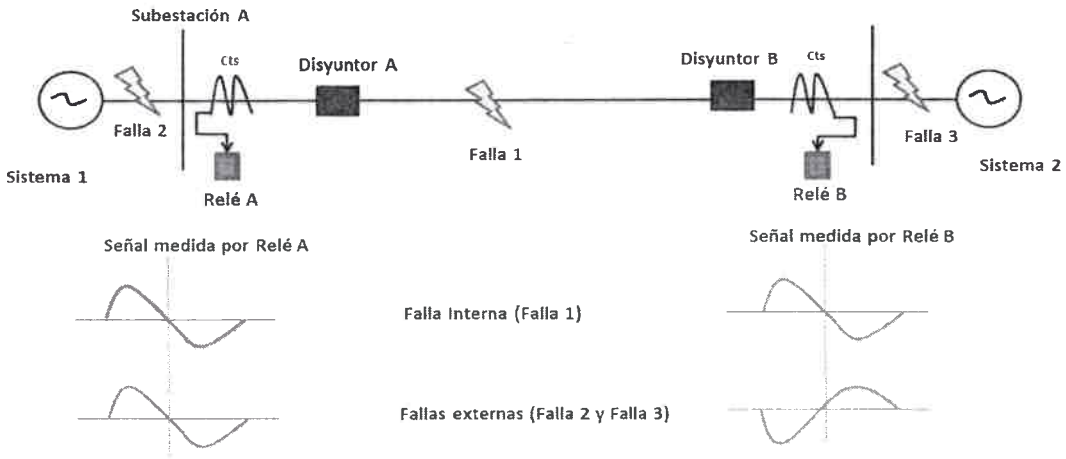


Figura 3-10 Esquema de la protección diferencial por comparación de fase

3.5 PROTECCIÓN DE DISTANCIA

Este tipo de protección es el método más ampliamente usado para proteger las líneas eléctricas. La principal razón de esto es el principio de simple medición, la incorporación de una unidad de respaldo y bajo requerimiento de comunicación entre dos terminales del equipo a proteger.

El método de operación de este relé consiste en calcular la impedancia $(\frac{V}{I})$, considerando además el ángulo de fase entre V e I, entre el relé y el punto de falla, a partir de los valores transformados de la tensión y la corriente de línea. Al comparar los valores de impedancia calculado con los valores propios de la línea, se estima el fallo ya que la impedancia de la línea es directamente proporcional a la longitud de la línea.

Cada relé tiene un valor de ajuste, que es determinado por las características de la red. Si la impedancia calculada $(\frac{V}{I})$ es menor que el ajuste del relé este actúa dando mando de disparo.

Es necesario que el punto de ajuste del relé sea determinado correctamente ya que si su valor es mayor que el de la impedancia de la línea a proteger, el relé va a actuar, incorrectamente, para fallas que ocurren fuera de su zona. Por otro lado si el punto de ajuste es menor que el de la impedancia de la línea a proteger, en este caso el relé va actuar en segunda zona para fallos que se produzcan al final de la línea ya que la vera como falla fuera de su zona, alargando el tiempo de despeje de la falla.

La forma que comúnmente se usa para proteger la línea, es la protección de distancia escalonada, donde el alcance se divide en tres zonas, donde la primera zona normalmente cubre del 80 al 85% de la línea a proteger, la segunda zona cubre entre el 120 y 150% de la línea a proteger y la tercera zona cubre el resto de la línea más allá de la segunda zona.

En la Figura 3-11 se muestra el esquema de protección escalonada para proteger líneas de transmisión.

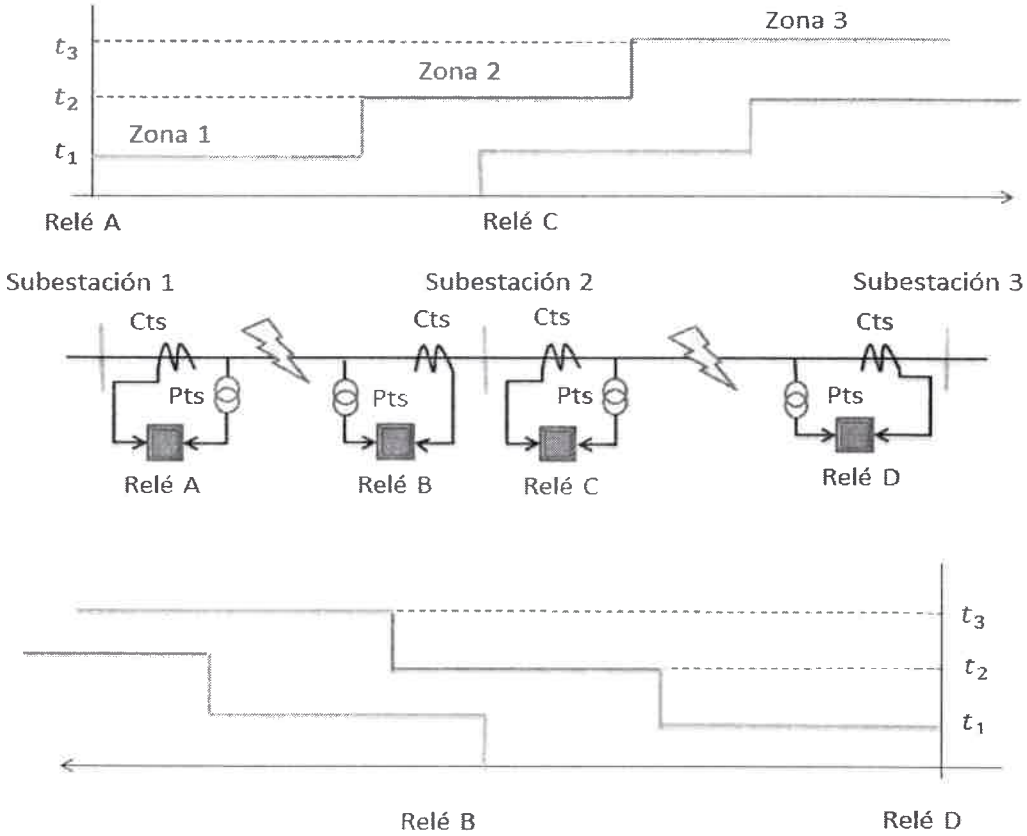


Figura 3-11 Esquema de protección de distancia escalonada

De la Figura 3-11 se puede observar que para una falla en el punto F1, en el centro de la línea, las protecciones ubicadas en las subestaciones A y B disparan instantáneamente ya que ambos ven la falla en primera zona.

Para falla en el punto F2, al final de la línea, la protección ubicada en las subestaciones B dispara instantáneamente y la ubicada en la subestación A dispararía un tiempo después t2, ya que vería la falla en segunda zona.

Para una falla en el punto F3, en el centro de la línea, las protecciones ubicadas en las subestaciones C y D disparan instantáneamente ya que ambos ven la falla en primera zona. Si el relé o el disyuntor ubicado en la subestación C fallan, dispararía en tercera zona el relé ubicado en A.

Los relés de distancia se clasifican de acuerdo a sus características en el plano complejo R-X o líneas rectas, el número de señales entrantes y el método utilizado para comparar las señales entrantes. El tipo más común compara la magnitud o fase de dos señales entrantes con el objetivo de obtener las características de operación, las cuales son líneas rectas o círculos cuando se representan en el plano complejo R-X.

Los relés de distancia más comunes son: el relé de impedancia, el relé de admitancia o mho, el relé de reactancia y el relé cuadrilateral. Además usando una combinación de las diferentes características de estos relés se pueden diseñar relés con características más complejas.

3.5.1 PROTECCIÓN DE DISTANCIA CON RELÉ DE IMPEDANCIA

Este relé opera para todos los valores de impedancia menor que la impedancia de ajuste, es decir para todos los puntos dentro del círculo con centro en el origen como se muestra en la Figura 3-12 y Figura 3-13.

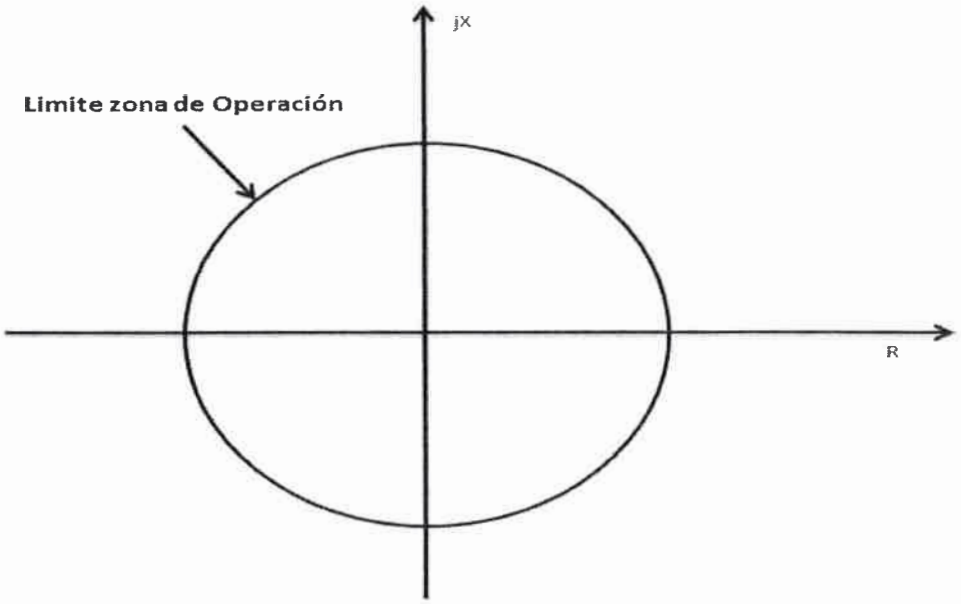


Figura 3-12 Característica de operación del relé de impedancia sin direccionalidad.

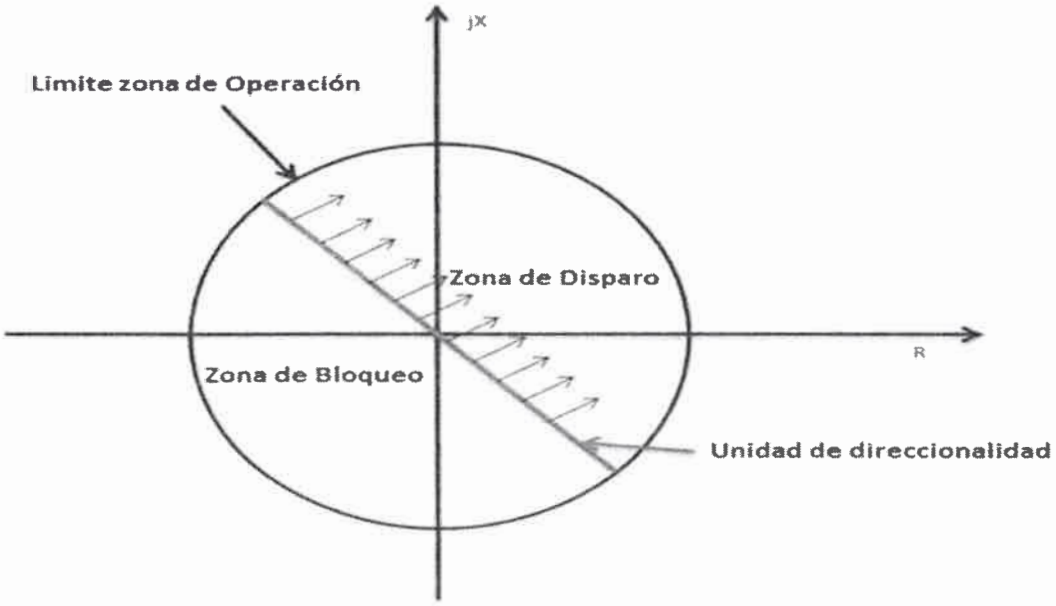


Figura 3-13 Característica de operación del relé de impedancia con direccionalidad

Este relé tiene la desventaja de no ser direccional, con lo cual puede ver fallas hacia delante y detrás de su localización, por lo tanto requiere de un elemento adicional, para la correcta discriminación de las fallas, la medición y por lo tanto la estimación de la ubicación de la falla es afectada por la resistencia del arco y finalmente es altamente sensible a las oscilaciones en los sistema de potencia.

3.5.2 PROTECCIÓN DE DISTANCIA CON RELÉ CON CARACTERÍSTICA MHO

Este relé combina las propiedades de del relé de impedancia y del relé direccional, su característica es inherentemente direccional y opera solo para fallas delante de su ubicación y tiene la ventaja que el alcance varia con el ángulo de falla. Sus características se obtienen en el plano complejo de una circunferencia que pasa por el origen como se ilustra en la Figura 3-14.

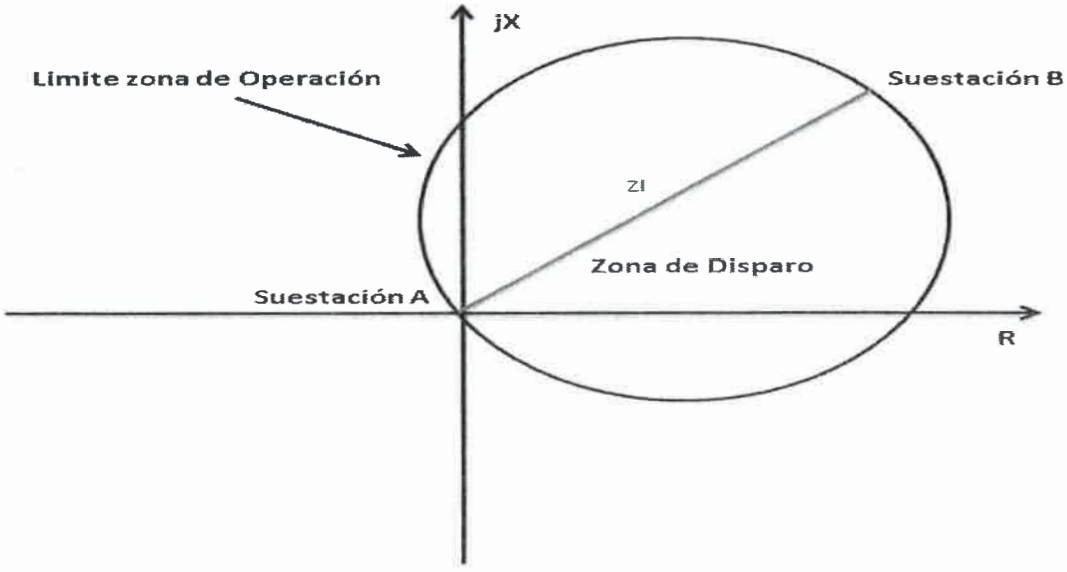


Figura 3-14 Característica de operación de un relé mho

Para valores de Z medidos por el relé que estén localizado dentro de la circunferencia, el mismo operará.

3.5.3 PROTECCIÓN DE DISTANCIA CON RELÉ DE REACTANCIA

Este relé está diseñado para medir únicamente la componente reactiva de la impedancia Z y su ajuste se hace por x_r , por responder solo a la componente reactiva este tipo de relevador es poco afectado por la resistencia de falla y esto lo hace útil para protección de línea corta y protección de distancia contra cortocircuitos a tierra en que la resistencia de falla puede tener valores elevados. La característica de operación se muestra en la Figura 3-15. La característica de operación se obtiene para aquellos valores de Z tal que $\theta<90°$

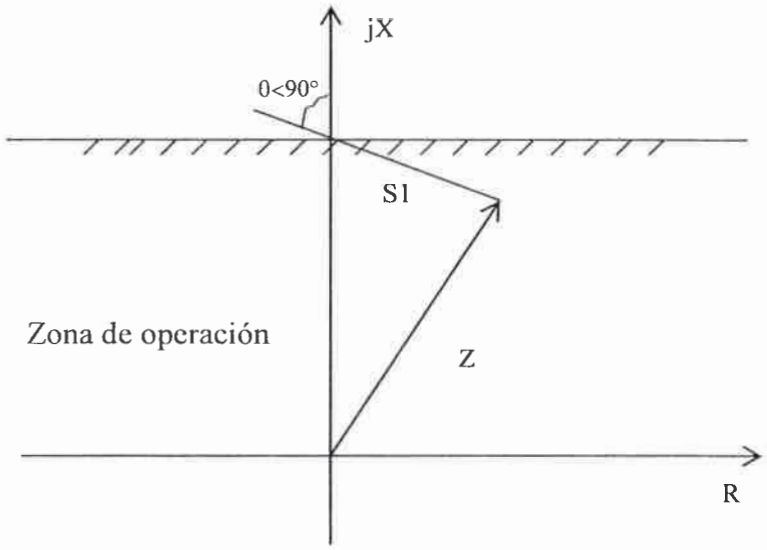


Figura 3-15 Característica de operación del relé de reactancia

Debido a que este relé no tiene direccionalidad y por ser muy sensible a la impedancia de carga con valores de factor de potencia cercano a la unidad, este relé debe complementarse con un órgano de arranque que tenga direccionalidad.

3.5.4 PROTECCIÓN DE DISTANCIA CON RELÉ CON CARACTERÍSTICA CUADRILATERAL

Un esquema de este tipo se observa en la Figura 3-16, donde su lado superior forma un ángulo pequeño con el eje real y fija el alcance de la zona, es muy similar al relevador de reactancia en cuanto a las tolerancias de fallas a tierra.

Los lados derechos e izquierdos de las características de este relevador evitan la operación no deseada para regímenes severos de carga o por oscilaciones de potencia en la red. El lado inferior que cruza por el origen tiene una cierta inclinación hacia el cuarto cuadrante, lo que asegura la direccionalidad y la operación correcta para cortocircuitos cercanos a través del arco.

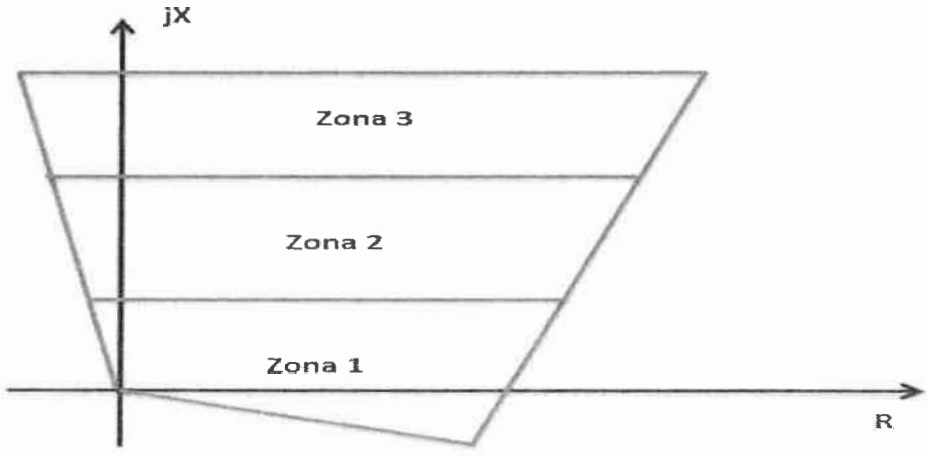


Figura 3-16 Relé con característica cuadrilateral

IV. REDES NEURONALES ARTIFICIALES

4.1 INTRODUCCIÓN

La inteligencia artificial en los sistemas eléctricos de potencia es actualmente muy usada por parte de los investigadores [12], [38], [39], [43], [48], [49], [50], [53]. La principal aplicación de las redes neuronales artificiales está orientada al área de protecciones.

Con las redes neuronales artificiales en problema de estimación de variables, se pueden conseguir errores promedios menores al 5 % para un sin fin de aplicaciones; dependiendo de una correcta selección de las variables influyentes en el proceso y de un entrenamiento adecuado, su aplicación es sencilla,, con un adecuado y continuo entrenamiento, se puede adaptar la red a los cambios que pudieran presentarse en el sistema, indicando características dinámicas y adaptivas. Esto nos ha motivado tomar como punto de partida el uso de las RNA como un método de solución al problema planteado.

El uso de las redes neuronales artificiales proporciona unas series de propiedades, como son: el aprendizaje adaptativo, el funcionamiento en paralelo en tiempo real, la tolerancia a fallas por codificación redundante de la información y la capacidad autoorganizativa. Las mismas actúan como el cerebro humano y pueden aprender y generalizar nuevos casos que no estuvieron incluidos durante el proceso de diseño.

En el capítulo del desarrollo de los algoritmos se entrará en detalle en cuanto a los aspectos tomados en cuenta para la selección tanto de las arquitecturas como en particular de las variables de entrada, según su importancia y relevancia para la tarea necesaria para la localización de las fallas.

En este trabajo usaremos las redes neuronales para la estimación de localización de fallas en líneas de transmisión de alta tensión. Para esto plantearemos un procedimiento de clasificación de patrones, implementando una red neuronal que realizara dicha función. La aplicación será simulada usando la herramienta de redes de neuronales de Matlab (Neural Network Toolbox de Matlab).

La ventaja de emplear Redes Neuronales Artificiales para la estimación de localización de fallas, es que nos ofrece una novedosa alternativa que nos simplifica y permite comparar la eficiencia respecto a las metodologías tradicionales, a través de un conocimiento matemático de un nivel aceptable para comprender el fundamento y desarrollo del problema a resolver.

4.2 REDES NEURONALES ARTIFICIALES

Son organizaciones de elementos de procesamiento generalmente sencillo y ampliamente interconectado, donde a cada elemento de procesamiento se le suele dar el nombre de neurona o nodo, que es estimulado por n señales de entrada, x1,..., xn, que pueden ser organizadas en un vector de la siguiente forma:

$$x=[x_1,x_1,\ldots\ldots x_n]^T \in R^n \qquad (4)$$

y generan una salida escalar "y", donde $y \in R$

4.3 MODELO DE NEURONA

En la Figura 4-1 se muestra el modelo genérico de una neurona, la cual se compone de los siguientes elementos básicos:

a) Entradas directas e independientes x_i , que pueden ser positivas o negativas, binarias o analógicas, dependiendo de la aplicación.

b) Un conjunto de sinapsis (enlaces) conectables, caracterizados por un peso w_i. Cada sinapsis puede conectar a una neurona con otra o una entrada a una neurona.

c) Un sumador $\sum$ que recibe todas las señales de las entradas de las neuronas, las pondera por todos los pesos sinápticos y luego las suma.

d) Función de activación o transferencia para limitar la amplitud de la salida de una neurona. Existen varios tipos de funciones de activación, como se explicará más adelante, entre las que podemos nombrar la función Escalón, Hiperbólica, Tangente, Rampa, Sigmoidea, Hardlims, etc.

e) Finalmente esta la salida "y", que se puede expresar como:

$$y_i = f\left(\sum_{j=1}^{n} w_{ij}\, x_j \pm \theta\right) \tag{4.1}$$

Dónde:

w_{ij} : Valor de pesos sinápticos

x_j : Entradas j

θ : Valor de umbral

f : Función de activación

n : Número total de pesos sinápticos conectados a la entrada de la neurona

De esta manera conectando varias neuronas de forma diferentes podemos conseguir diferentes arquitecturas de redes neuronales.

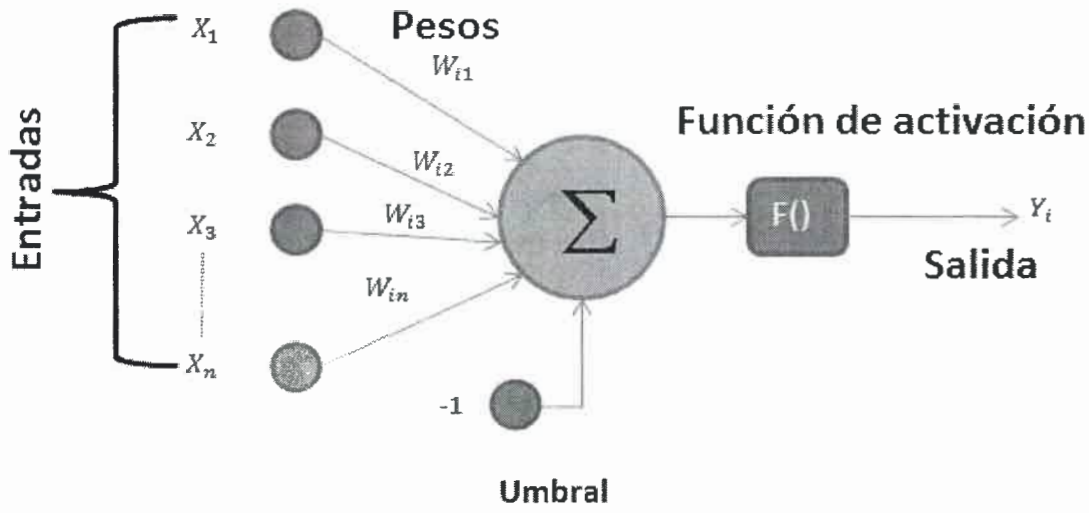


Figura 4-1 Modelo genérico de una neurona

4.4 ARQUITECTURAS DE REDES NEURONALES ARTIFICIALES

Existen diversos tipos de redes neuronales artificiales, cada una tiene su método de conectividad y su algoritmo de entrenamiento [16] [17] [18]. Se pueden estructurar de diferentes formas:

4.4.1 RED NEURONAL DE UNA SOLA CAPA

Son la configuración más simple, ya que solamente están formadas por una capa de neurona que proporcionan las entradas a red y una capa de neurona que generan los datos de salida. En las Figura 4-2 y Figura 4-3 se muestran el esquema de este tipo de Red.

Este tipo de red es conveniente cuando se trabaja con gran cantidad de datos, ya que existe la necesidad de agruparlos de acuerdo a sus similitudes de comportamientos.

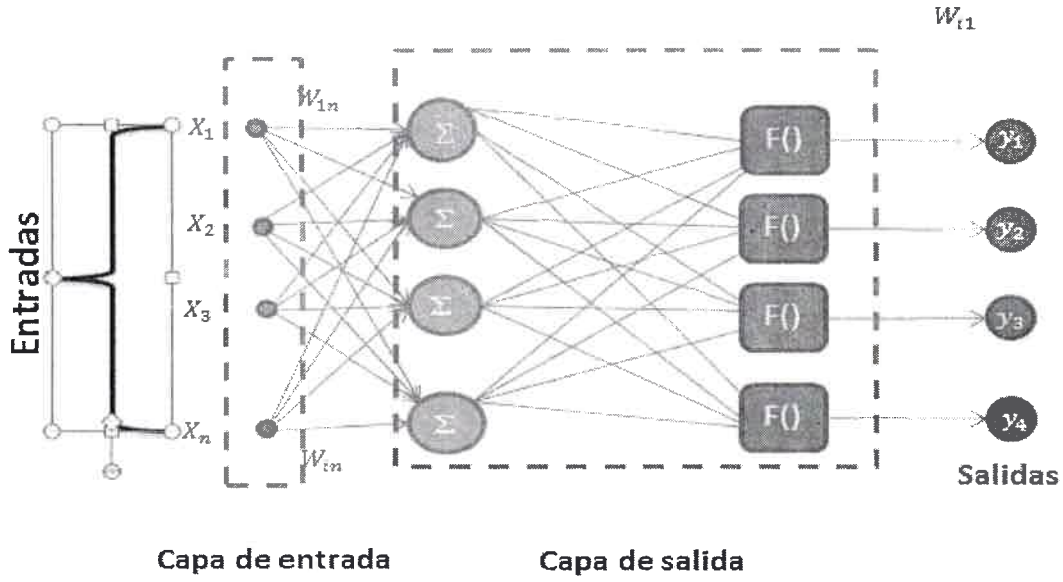


Figura 4-2 Red neuronal de una sola capa

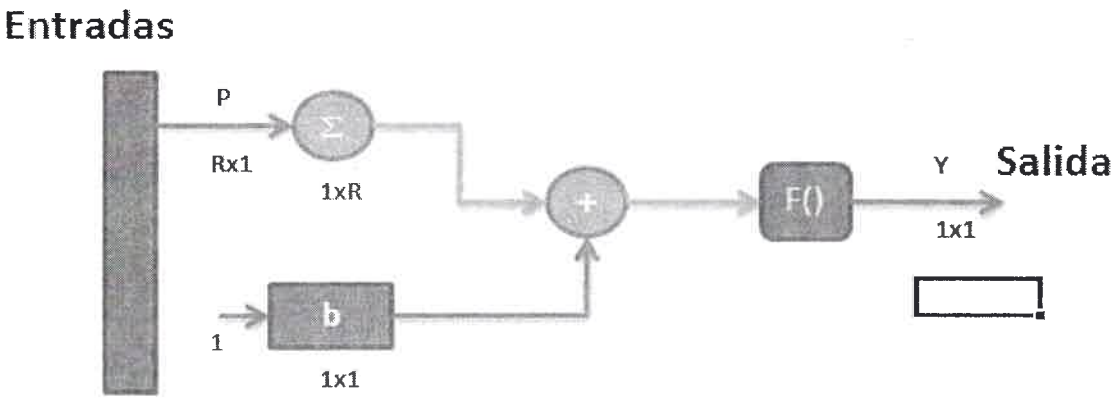


Figura 4-3 Red neuronal de una sola capa simplificada

4.4.2 RED NEURONAL MULTICAPAS

Es una generalización de red anterior, existiendo una o más capas intermedias entre la capa de entrada y la capa de salida, denominada capa oculta, y que pueden o no estar totalmente o parcialmente conectadas. Las Figura 4-4 y Figura 4-5 muestran el esquema de este tipo de red.

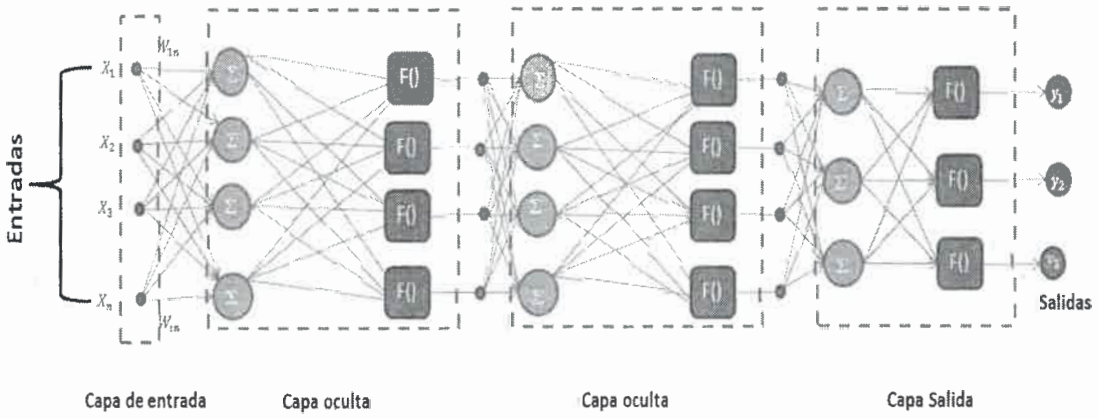


Figura 4-4 Red neuronal multicapa

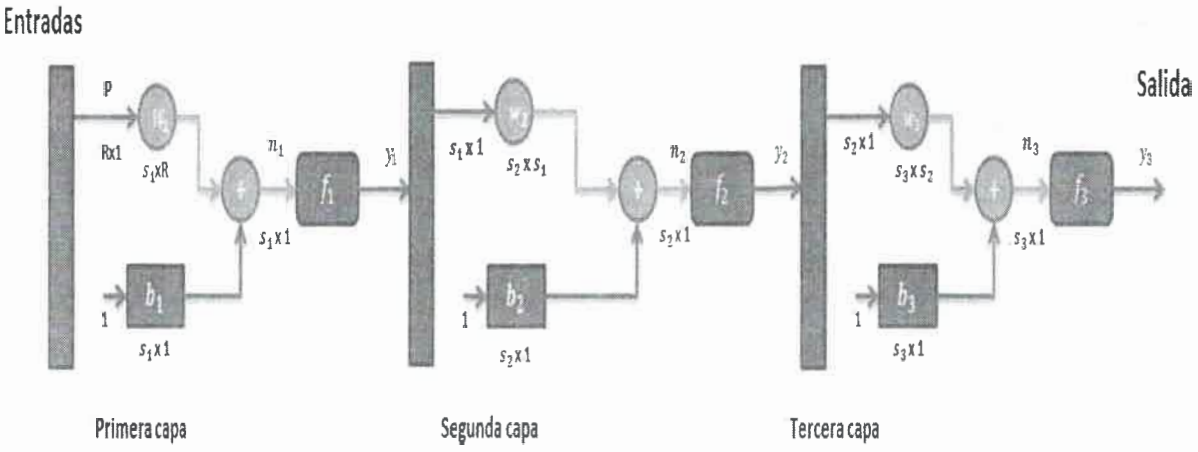


Figura 4-5 Red neuronal multicapa simplificada

4.4.3 RED NEURONAL NO RECURRENTE

En esta red la propagación de las señales se produce solamente en un sentido, no existiendo la posibilidad de realimentaciones ya que esta estructura no tienen memoria.

4.4.4 RED NEURONAL RECURRENTE

Esta red viene caracterizada por la existencia de lazos de realimentación. Estos lazos pueden ser entre neuronas de diferentes capas, neuronas de la misma capa o, más sencillamente, entre una misma neurona. Esta estructura estudia principalmente la dinámica de sistemas no lineales. La Figura 4-6 muestra la estructura de este tipo de red.

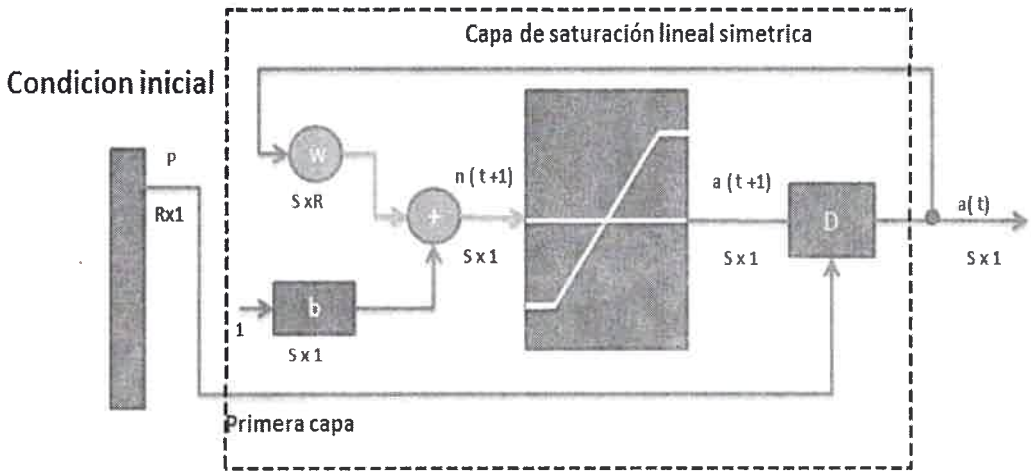


Figura 4-6 Red neuronal recurrente simplificada

4.4.5 RED NEURONAL TOTALMENTE CONECTADA

En este caso todas las neuronas de una capa se encuentran conectadas con las de la capa siguiente (redes no recurrentes) o con las de la anterior (redes recurrentes).

4.4.6 RED NEURONAL PARCIALMENTE CONECTADA

Estas conexiones pueden ser en diferentes configuraciones, siendo en paralela o jerárquicas. En este caso no se da la conexión total entre neuronas de diferentes capas.

4.5 ENTRENAMIENTO DE REDES NEURONALES ARTIFICIALES

Una de las principales características de las Redes Neuronales Artificiales (ANN) es su capacidad de aprendizaje, a partir de unos datos que les son suministrados. El proceso de entrenamiento consiste en la aplicación secuencial de diferentes conjuntos o vectores de entrada para que se ajusten los pesos de las interconexiones según un procedimiento predeterminado. Durante la sesión de entrenamiento los pesos convergen gradualmente hacia los valores que hacen que cada entrada produzca el vector de salida deseado [16].

Los algoritmos de entrenamiento o los procedimientos de ajuste de los valores de las conexiones de las Redes Neuronales Artificiales (ANN) se pueden clasificar en dos grupos: Supervisado y No Supervisado.

4.5.1 ENTRENAMIENTO SUPERVISADO DE REDES NEURONALES

Estos algoritmos requieren el emparejamiento de cada vector de entrada con su correspondiente vector de salida. El entrenamiento consiste en presentar un vector de

entrada a la red, calcular la salida de la red, compararla con la salida deseada, y el error o diferencia resultante se utiliza para realimentar la red y cambiar los pesos de acuerdo con un algoritmo que tiende a minimizar el error.

Las parejas de vectores del conjunto de entrenamiento se aplican secuencialmente y de forma cíclica. Se calcula el error y el ajuste de los pesos por cada pareja hasta que el error, para el conjunto de entrenamiento entero sea un valor pequeño y aceptable.

La señal de error a la salida de la neurona j en la iteración n del ciclo de entrenamiento está dada por la ecuación 4.2

$$e_j(n)=d_j(n)-y_j(n) \tag{4.2}$$

Dónde:

d_j : Es la salida deseada de la neurona *j*

y_j : Es la salida real de la neurona j

Usando la suma instantánea de los errores cuadráticos de la red se tiene:

$$E(n)=\frac{1}{2}\sum_{j\in C} e_j^2(n) \tag{4.3}$$

Dónde:

C : Incluye todas las neuronas en la capa de salida de la red.

Para minimizar el error de la salida total de la red los valores de los pesos deben ser seleccionados, esto puede lograrse mediante las derivadas parciales del error E(n) respecto a cada peso sináptico, lo que da el gradiente instantáneo que finalmente lleva al

cambio de los pesos sinápticos, Δw y que minimiza el error de la salida al final del proceso de entrenamiento.

Estos tipos de entrenamiento tienen muchas críticas debido a que desde el punto de vista biológico no son muy lógicos. Resulta difícil creer que existe un mecanismo en el cerebro que compare las salidas deseadas con las salidas reales.

4.5.2 ENTRENAMIENTO NO SUPERVISADO DE REDES NEURONALES

Son modelos de aprendizaje más lógicos que los sistemas biológicos, desarrollados por Kohonen (1984) y otros investigadores, estos sistemas de aprendizaje no supervisado no requieren de un vector de salidas deseadas y por tanto no se realizan comparaciones entre las salidas reales y salidas esperadas. El conjunto de vectores de entrenamiento consiste únicamente en vectores de entrada. El algoritmo de entrenamiento modifica los pesos de la red de forma que produzca vectores de salida consistentes. El proceso de entrenamiento extrae las propiedades estadísticas del conjunto de vectores de entrenamiento y agrupa en clases los vectores similares.

4.6 REGLAS O PROCEDIMIENTO DE ENTRENAMIENTOS

El procedimiento o regla de entrenamiento es el verdadero corazón de una red neuronal. Es lo que hace una red neuronal diferente a los programas convencionales y le asigna sus características y habilidades especiales.

En la actualidad existen una gran variedad de algoritmos de entrenamiento, la gran mayoría de ellos han surgido de la evolución del modelo de aprendizaje no supervisado que propuso Hebb (1949) [18]. El modelo propuesto por Hebb se caracteriza por incrementar el valor del peso de la conexión si las dos neuronas unidas son activadas o disparadas.

Dados que todos los procedimientos o algoritmos de entrenamiento buscan cumplir la misma meta, estos deben ser evaluados por sus resultados, por el tiempo en que tardan en llevar a la red a un determinado nivel de precisión en sus respuestas y por la capacidad de generalización que la red adquiera.

Entre los algoritmos o procedimientos de entrenamiento, o aprendizaje, mas importante y conocidos están:

4.6.1 REGLA DE HEBB

Esta regla plantea que cuando la señal de entra y salida de la neurona son ambas positiva o negativa la sinapsis se incrementa. Y cuando la señal de entra y salida de la neurona son una positiva y otra negativa y viceversa la sinapsis decrece.

La ley de Hebb se representa según la ecuación 4.4

$$\Delta w_{ij}=\mu A_i(t)O_j(t) \tag{4.4}$$

Dónde:

Δw_{ij} : Es el incremento que se ha de sumar o restar al peso sináptico

μ : Es la tasa de aprendizaje

$A_i(t)$: Es activación de la neurona i en el tiempo t

$O_j(t)$: Es la señal que emite la neurona j en el tiempo t

4.6.2 ALGORITMO PROPAGACION HACIA ADELANTE Y HACIA ATRÁS (FEED FORWARD BACKPROPAGATION)

Las redes de Propagación hacia Atrás (Backpropagation) tienen un método de entrenamiento supervisado, a esta red se le presenta parejas de patrones, un patrón de entrada emparejado con un patrón de salida deseada. Por cada presentación los pesos son ajustados de forma que disminuya el error entre la salida deseada y la respuesta de la red.

El algoritmo de aprendizaje Propagación hacia adelante y hacia Atrás (feed forward backpropagation) conlleva una fase de propagación hacia adelante y otra fase de propagación hacia atrás. Ambas fases se realizan por cada patrón presentado en la sesión de entrenamiento.

4.6.3 PROPAGACIÓN HACIA ADELANTE

Esta fase de propagación hacia adelante se inicia cuando se presenta un patrón en la capa de entrada de la red. Cada unidad de la entrada se corresponde con un elemento del vector patrón de entrada. Las unidades de entrada toman el valor de su correspondiente elemento del patrón de entrada y se calcula el valor de activación o nivel de salida de la primera capa. A continuación las demás capas realizarán la fase de propagación hacia adelante que determina el nivel de activación de las otras capas.

El nivel de actividad, $v_j^{(l)}(n)$, de una neurona se puede escribir de la siguiente forma:

$$v_j^{(l)}(n) = \sum_{i=1}^{p} w_{ij}^{(l)}(n) y_i^{(l-1)}(n) \qquad (4.5)$$

Dónde:

P : Es el número de las neuronas en la capa i

$v_j^{(l)}(n)$: Es la actividad interna de la neurona j, en la capa l-1, en la iteración n

$y_i^{(l-1)}(n)$: Es la i-esima neurona en la capa l-1 que conecta la neurona j con la siguiente capa a través del peso sináptico w_{ij}

i : Es la neurona fuente

j : Es la neurona destino

La salida "y" de la neurona está dada por la ecuación (4.6)

$$y_j^{(l)}(n)=\emptyset(v_j^{(l)}(n)) \tag{4.6}$$

Dónde:

$\emptyset$: Es la función de activación

Algunas redes Propagación hacia Atrás (Backpropagation) utilizan unidades llamadas bias como parte de cualquiera de las capas ocultas y de la capa de salida. Estas unidades presentan constantemente un nivel de activación de valor 1. Además esta unidad está conectada a todas las unidades de la capa inmediatamente superior y los pesos asociados a dichas conexiones son ajustables en el proceso de entrenamiento. La utilización de esta unidad tiene un doble objetivo, mejorar las propiedades de convergencia de la red y ofrecer un nuevo efecto umbral sobre la unidad que opera.

Las redes de propagación hacia adelante más conocidas son: Perceptrón, Adaline, Asociador lineal adaptativo, Red Kohonen y Perceptrón multicapa (Multilayer Perceptron o Feed Forward Backpropagation).

4.6.4 PROPAGACIÓN HACIA ATRÁS

Una vez se ha completado la fase de propagación hacia adelante se inicia la fase de corrección o fase de propagación hacia atrás. Los cálculos de las modificaciones de todos los pesos de las conexiones empiezan por la capa de salida y continua hacia atrás a través de todas las capas de la red hasta la capa de entrada. Dentro de los tipos de ajuste de pesos se puede clasificar dos grupos, ajuste de unidades procesadoras de la capa de salida y ajuste de unidades procesadoras de las capas ocultas.

El error de la red se usa para calcular el gradiente local,δ en la capa de salida:

$$\delta_j^{(L)}(n)=e_j^L \emptyset'(v_j^{(L)}(n)) \tag{4.7}$$

Este gradiente de salida se propaga hacia la capa de entrada para tener un gradiente local para cada neurona en cada capa:

$$\delta_j^{(l)}(n)=\emptyset'\left(v_j^{(l)}(n)\right)\sum_k \delta_k^{(l+1)}(n) w_{jk}^{(l+1)}(n) \tag{4.8}$$

Donde

w_{jk} : Es el peso sináptico que conecta la neurona j con la capa l en la neurona k en la capa l+1

Utilizando el gradiente local calculado por cada capa, el cálculo de los pesos sinápticos se calcula de acuerdo a la ecuación (4.9).

$$\Delta w_{ij}^{(l)}(n)=\gamma\delta_j^{(l-1)}y_i^{(l-1)}(n) \tag{4.9}$$

Dónde:

γ : Representa el factor de aprendizaje, tiene un valor positivo menor que la unidad.

Adicionando cada cambio de peso a su correspondiente valor usado en la etapa de propagación se obtendrá un nuevo valor de peso, como se ilustra en la ecuación 4.10.

$$w_{ij}^{(l)}(n+1)=w_{ij}^{(l)}(n)+\Delta w_{ij}^{(l)}(n) \tag{4.10}$$

4.6.5 REGLA DE WIDROW-HOFF O REGLA DELTA

Esta regla actúa con el esquema básico de aprendizaje supervisado y por lo tanto trabaja con un juego de ensayo completo en donde están representados todos los pares "patrón de estímulo-respuesta" que se desea que la red aprenda.

Se le presentan a la red los patrones de estímulos de la entrada del juego de ensayo, uno a uno y se compara la respuesta que cada neurona da con la que debería dar realmente y se modifican los coeficientes sinápticos de todas las neurona en forma proporcional a la diferencia entre la respuesta obtenida y la deseada, tal y como se expresa en la ecuación 4.11

$$\Delta w_{ij}=\mu\left[T_i(t)-A_i(t)\right]O_j(t-1) \tag{4.11}$$

Dónde:

Δw_{ij} : Incremento o decremento del peso sináptico

$T_i(t)$: Activación deseada en la neurona i

$A_i(t)$: Activación real de la neurona i

O_j : Señal emitida por la neurona j

μ : Tasa de aprendizaje

El nuevo peso sináptico estará dada por la ecuación (4.12)

$$w_{ij}(n+1)=w_{ij}(n)\pm\Delta w_{ij} \tag{4.12}$$

4.6.6 REGLA DE ROSEMBLATT O REGLA DEL PERCEPTRON

Esta regla es una mejora de la regla de Hebb para aprendizaje supervisado, en la que cada elemento del juego de ensayo, se modifican únicamente los pesos sinápticos de las neuronas implicadas en la respuesta incorrecta y no se tocan los pesos sinápticos de las demás sinapsis de la red. Se clasifican en Perceptrón monocapa y Perceptrón multicapas [1].

El Perceptrón es un tipo de red de aprendizaje supervisado; necesita conocer los valores esperados, para cada una de las entradas presentadas como ejemplo; su comportamiento está definido según los ejemplos presentados a la red.

En el aprendizaje o entrenamiento, el perceptrón se expone a un conjunto de pares entrada-salida y los pesos de la red son ajustados, de forma que al final del entrenamiento se obtengan las salidas esperadas para cada una de estas entradas de ejemplo.

Para el aprendizaje de este tipo perceptrón, se asignan primero de manera aleatoria los pesos sinápticos $w_{k,i}$, se presenta el primer ejemplo a la red,$[x_1,x_1,.....x_n]$, junto con la respuesta esperada, se calcula la salida de red, para la neuronak, por medio de la siguiente ecuación:

$$Salida_k=\begin{cases} 1 \text{ si } \sum_{i=1}^{n} w_{k,i}x_i+w_{k,0}\geq 0 \\ 0 \text{ si } \sum_{i=1}^{n} w_{k,i}x_i+w_{k,0}<0 \end{cases} \tag{4.13}$$

El error se calcula, comparando el valor de salida con el valor esperado por la ecuación (4.14)

$$e=y_k-Salida_k \tag{4.14}$$

Finalmente los pesos sinápticos se van corrigiendo según el valor del error y el ejemplo de entrada a través de la ecuación (4.15)

$$w_{k,i(Nuevo)}=w_{k,i(anterior)}+\mu e x_i \tag{4.15}$$

Dónde:

e : Es el error

μ : Es la tasa de aprendizaje

4.7 ASPECTO A TENER EN CUENTA EN LA FASE DE ENTRENAMIENTO DE UNA RED NEURONAL ARTIFICIAL

El proceso de entrenamiento, tiene como objetivo hacer que los pesos sinápticos reduzcan el error hasta un valor mínimo. Dado que la superficie del error tiene varios mínimos locales y no es uniforme y solo uno del total de mínimo es global. El proceso de

entrenamiento debe detenerse cuando el error se vuelve constante y ya no se puede reducir más, en este punto se indica que ya se ha alcanzado el mínimo global.

4.7.1 INICIALIZACIÓN DE LOS PESOS

Una correcta selección de inicialización de los pesos sinápticos y de los umbrales nos podría ayudar en el desarrollo deseado de la red y de su entrenamiento. Esta inicialización de los pesos sinápticos y de los umbrales en la red debe distribuirse de forma uniforme en un rango pequeño, para evitar saturación de las neuronas.

4.7.2 FACTOR DE APRENDIZAJE

Este depende del caso a resolver y debe reducirse a medida que el error de aprendizaje es reducido. Por lo tanto este factor no debe ser constante ya que esto conduce a que el entrenamiento pueda saltar el mínimo global y caer a un mínimo local u oscilar alrededor de estos. El método más sencillo de reducir el factor de aprendizaje es multiplicándolo por un factor, x, después de cada iteración.

Existen otros métodos, para ajustar los factores de aprendizaje como una función del error de entrenamiento y a su vez reducirlo con la reducción del error. Un método usado es el algoritmo de adaptación del factor de aprendizaje global, el cual tiene el mimo valor para todos los pesos de la red neuronal, otro método es el algoritmo de adaptación del factor de aprendizaje local[19], también conocido como regla de aprendizaje Delta-Bar-Delta, en este método cada peso tiene factor de aprendizaje actualizable.

4.7.3 REGLA DE APRENDIZAJE DELTA-BAR-DELTA

En este método el factor de aprendizaje se actualiza localmente como una función del error de aprendizaje [20]. La ecuación puede escribirse como se especifica en (4.16).

$$\Delta w_{ij}^{(l)}(n)=\gamma_{ij}(n+1)\delta_j^{(l)}(n)y_i^{(l-1)}(n) \tag{4.16}$$

Dónde:

$\gamma_{ij}(n+1)$: Es el factor de aprendizaje actualizado, y puede calcularse como se indica en la ecuación (4.17).

$$\gamma_{ij}(n+1)=\gamma_{ij}(n)+\Delta\gamma_{ij}(n+1) \tag{4.17}$$

Dónde:

$$\gamma_{ij}(n+1)=\begin{cases} k & \text{si } S_{ij}(n-1)D_{ji}(n)>0 \\ -\beta\gamma_{ij}(n) & \text{si } S_{ij}(n-1)D_{ji}(n)<0 \\ 0 & \text{si } S_{ij}(n-1)D_{ji}(n)=0 \end{cases} \tag{4.18}$$

$$S_{ij}(n)=(1-\xi)D_{ij}(n-1)+\xi S_{ij}(n-1) \tag{4.19}$$

$$D_{ji}(n) = -\sum_{b=1}^{B}\delta_j^{(b)}(n)y_i^{(b)}(n) \tag{4.20}$$

Dónde:

$D_{ji}(n)$: Es el valor actual de la deriva parcial del error respecto del peso $w_{ij}(n)$.

$S_{ij}(n)$: Es la suma ponderada exponencialmente de los valores de la deriva actuales y del error respecto al peso $w_{ij}(n)$ con ξ como base y el número de iteración como exponente.

Otra de las ventajas de la regla Delta-Bar-Delta, además de acelerar el proceso de aprendizaje y evitar los mínimo locales, es que reduce la influencia de la inicialización de los pesos.

4.7.4 MÉTODO DE VALIDACIÓN CRUZADA

Este método es usado para saber si la red neuronal se puede o no generalizar y así evitar sobredimensionamiento, esto se logra mediante la selección aleatoria de un 60 a 75% de los patrones disponible como grupo de entrenamiento y dejando los restante grupos para la realización de pruebas.

Después de cierto número de entrenamiento, se detiene el proceso de entrenamiento y se usa el grupo de prueba para ensayar la red entrenada. Este proceso se repite a lo largo de todo el entrenamiento y se deberá reducir el error de prueba hasta cierto punto, después del cual volverá a incrementar nuevamente. De aquí se deduce que el punto que corresponde al menor error es el mejor ajuste de la red neuronal.

V. TRANSFORMADA WAVELET

5.1 INTRODUCCIÓN

Existen numerosos algoritmos para tratamiento de señales en los sistema eléctricos de potencia, entre estos podemos citar la transformada de Fourier, transformada Z, transformada de Laplace, transformada de Hilbert, transformada de Gabor, etc. Cuando en los sistemas eléctricos de potencia ocurre una falla se generan transitorios que hacen que las ondas de tensión y corrientes no sean periódicas, conteniendo oscilaciones de alta y baja frecuencia que se superponen a la frecuencia de la operación de 60 Hz. En ese sentido los algoritmos antes mencionados hacen que se pierdan información de las perturbaciones en el tiempo.

El tratamiento de las señales mediante la transformada wavelet supera las limitaciones antes citadas ya que esta proporciona información tanto en el dominio del tiempo como en el dominio de la frecuencia. Esto nos brinda una poderosa herramienta para el estudio y análisis de los fenómenos transitorios que ocurren en los sistemas eléctricos de potencia.

5.2 FUNDAMENTO DE LA TRANSFORMADA WAVELET

La transformada Wavelet puede interpretarse como una técnica que transforma una señal en el dominio del tiempo (corriente y/o tensión) a un dominio denominado tiempo-escala, con el fin de localizar en el tiempo las diferentes componentes del espectro de frecuencia de la señal, hecho particularmente útil para identificar componentes transitorias de la señal, que se puedan utilizar como base para desarrollar algoritmos de protección de alta velocidad, como el de onda viajera [4] [5] [7].

La transformada wavelet en las altas frecuencias, tienen mejor resolución en el tiempo mientras que las bajas tienen mejor resolución en el dominio de la frecuencia. Esto significa que una determinada componente de alta frecuencia puede localizarse mejor en el tiempo que una componente de baja frecuencia. Por el contrario, una componente de baja frecuencia puede localizarse mejor en frecuencia comparado con una componente de alta frecuencia.

Existen varios tipos de Wavelet madre, tales como Haar, Daubechies, Symlets, e Biorthogonal, Coiflets, Morlet, Mexican Hat, Meyer, Other Real Wavelets y Complex Wavelets. La selección de cada una está basada en el tipo de aplicación a ser utilizadas.

Escoger la correcta wavelet madre es de vital importancia para detectar y localizar los distintos tipos de perturbaciones que se puedan presentar en los sistemas eléctricos de potencia.

De acuerdo a bibliografías consultadas, en general para el estudio de fenómenos transitorios rápidos, son apropiadas wavelet localizadas en el tiempo, como la Daubechies de 4 coeficientes y para los transitorios lentos las Daubechies de 8 y 10 coeficientes.

5.3 TIPOS DE TRANSFORMADA WAVELET

Se pueden distinguir tres tipos de transformada wavelet, que son: transformada wavelet continua (CWT), transformada wavelet semidiscreta (SWT) y transformada wavelet discreta (DWT) [47].

5.3.1 TRANSFORMADA WAVELET CONTINUA (CWT)

Este tipo de transformada utiliza una función matemática prototipo denominada wavelet madre y es denotada por g (t). Estas funciones se caracterizan principalmente por ser oscilante con rápida caída a cero.

La función madre debe satisfacer las siguientes condiciones: a) ser finita en tiempo y b) tener valor promedio igual a cero.

Matemáticamente la transformada wavelet continua de una función f (t) es representada por la siguiente ecuación.

$$CWT(a,b)=\frac{1}{\sqrt{a}}\int_{-\infty}^{+\infty} f(t)g(t)\left(\frac{t-b}{a}\right)dt \qquad (5.3)$$

Dónde:

a : Es el factor de escala o dilatación

b : Es el factor de traslación

Con esta trasformación la una función unidimensional en el dominio del tiempo pasa al espacio bidimensional mediante las variables continuas a y b.

Este tipo de transformada es útil para analizar pequeños intervalos de tiempo donde se produzcan eventos propios de componentes de alta frecuencia y también largos intervalos de tiempo para conocer el contenido armónico de baja frecuencia, que son las de magnitud más importante.

5.3.2 TRANSFORMADA WAVELET DISCRETA (DWT)

La transformada wavelet discreta de una función f (t), que consiste en la representación de esta, como combinación lineal de una familia de funciones que conforman la base de un espacio vectorial.

Donde la función de escalado $\varphi(t)$ y la transformada wavelet $\Psi(t)$ se definen mediante las siguientes ecuaciones.

$$\varphi(t)=\sqrt{2}\sum_k h(k)\varphi(2t-k) \tag{5.4}$$

$$\Psi(t)=\sqrt{2}\sum_k g(k)\varphi(2t-k) \tag{5.5}$$

Las secuencias h (k) y g (k) son filtros discretos que definen la transformada wavelet. Mediante traslaciones y contracciones de las funciones de escalado y con wavelet se obtienen las familias de funciones:

$$\varphi_{j,k}(t)=2^{\frac{j}{2}}\varphi(2^j t-k) \quad J, k \in Z \tag{5.6}$$

$$\Psi_{j,k}(t)=2^{\frac{j}{2}}\Psi(2^j t-k) \quad j, k \in Z \tag{5.7}$$

Donde el primer subíndice j indica la contracción de la función o el nivel de frecuencia, y el segundo subíndice k la localización en el tiempo.

Una vez creado el sistema, la función f (t) puede expresarse de manera única como combinación lineal de la forma:

$$f(t)=\sum_{l\in Z} c_l\,\varphi_l(t)+\sum_j\sum_k d(j,k)\Psi_{j,k}(t) \tag{5.8}$$

A los coeficientes c_l y d (j, k) se le llama transformada wavelet de f (t).

En el caso de que las funciones bases sean ortogonales, estos coeficientes se calculan como productos interiores según las ecuaciones:

$$c_l=<\varphi_l,f> \int_{-\infty}^{\infty} \varphi_l(t)f(t)dt \tag{5.9}$$

$$d_{j,k}=<\Psi_{j,k},f> \int_{-\infty}^{\infty} \Psi_{j,k}(t)f(t)dt \tag{5.10}$$

Los coeficientes c_l representan la aproximación de la señal f(t) y los $d_{j,k}$ representan los detalles de la función para diferentes niveles de resolución.

La técnica de transformada wavelet se desarrolló como una alternativa para superar las dificultades de la transformada rápida enventanada de Fourier (STWFT), haciendo esta técnica una buena representación de la señal tanto en el dominio del tiempo como en el dominio de la frecuencia, haciendo posible determinar el intervalo del tiempo en que aparecen determinadas componentes espectrales.

En esencia, lo que la transformada Wavelet hace es filtrar una señal en el dominio del tiempo mediante filtros paso bajo y paso alto que permite eliminar ciertas componente tanto de alta como de baja frecuencia de la dicha señal, repitiendo este procedimiento para la señale resultante del proceso de filtrado anterior (Figura 5-1).

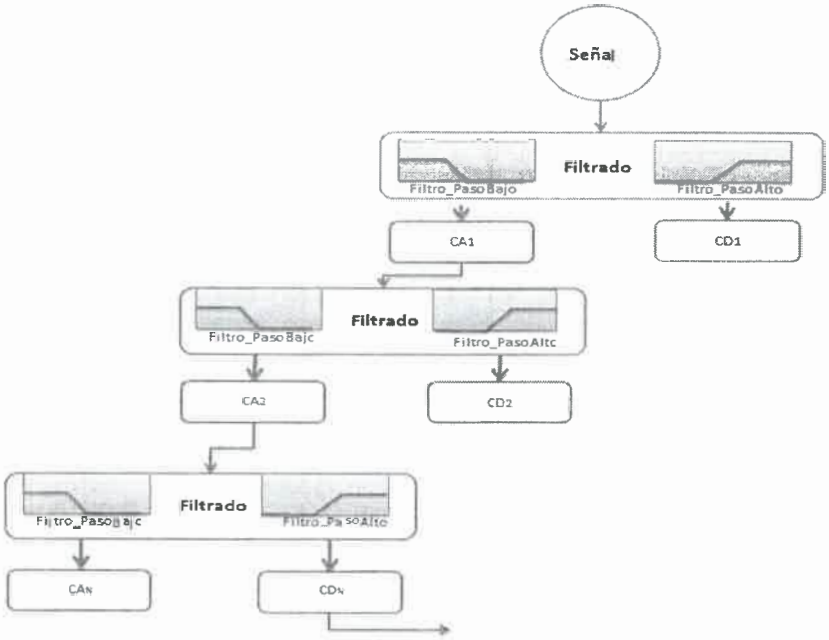


Figura 5-1 Proceso de filtrado de una señal (s)

En la primera etapa del filtrado la señal es dividida en dos partes haciéndola pasar a través de un filtro paso-bajo y un filtro paso-alto con lo cual se obtienen dos versiones diferentes de la misma señal. En la segunda etapa del filtrado, se toma cualquiera de las dos versiones y se hace nuevamente la misma división, esta operación es denomina descomposición. De esta forma el proceso continúa hasta que la señal se ha descompuesto en un cierto número de niveles predefinidos. Finalmente se tiene un grupo de señales que representan la misma señal, pero correspondientes a diferentes bandas de frecuencia (Figura 5-2).

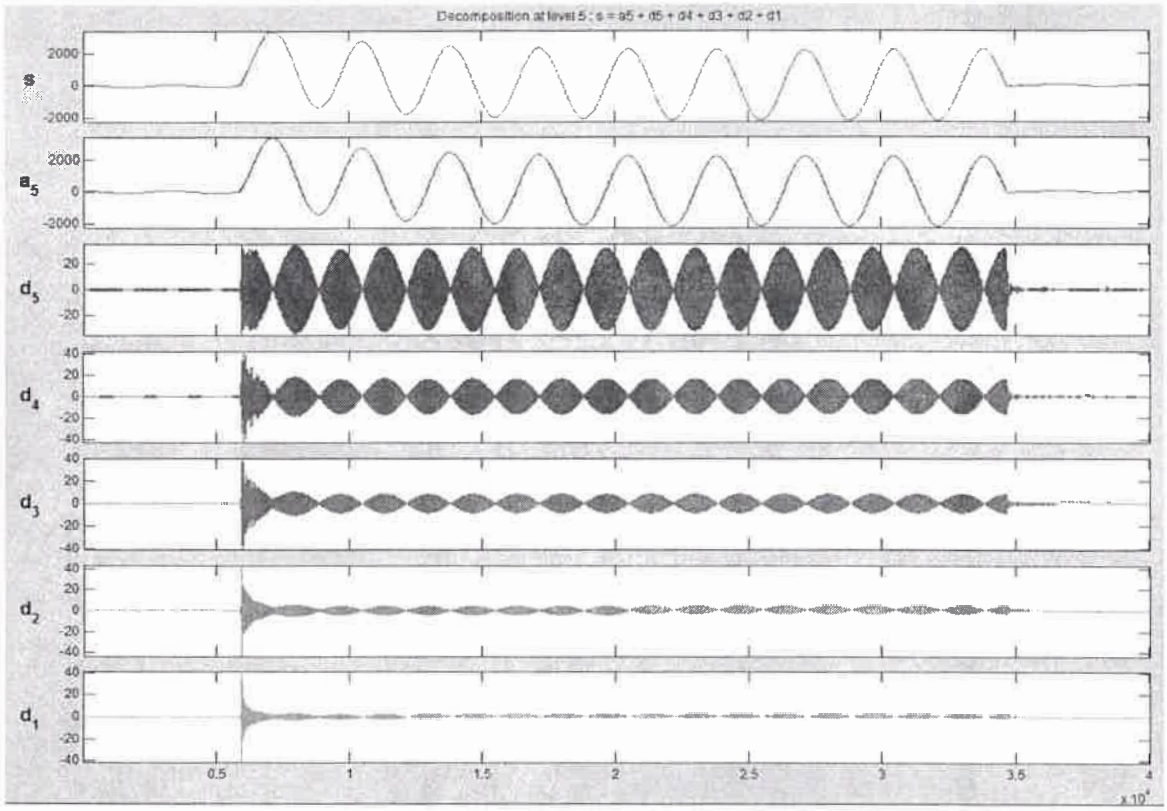


Figura 5-2 Descomposición donde muestra filtrados de una señal (s)

VI. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA DETECCIÓN, CLASIFICACIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FALLAS

6.1 INTRODUCCIÓN

En los capítulos previos discutimos los conceptos relacionados a la transformada wavelet, redes neuronales, las diferentes técnicas empleadas para la detección, clasificación y localización de fallas y sobre los principales esquemas de protección. En este capítulo nos enfocaremos a proponer un modelo para la detección, clasificación y localización de fallas utilizando la transformada wavelet y redes neuronales.

Diferentes trabajos [3], [11], [12], [13], [24], [25], [61], [62] han demostrado, que las transformada wavelet y las redes neuronales son una poderosa herramienta para la detección, clasificación y localización de fallas tanto en redes de distribución como en redes de transmisión.

Utilizaremos las energías de los coeficientes de detalle de la transformada wavelet para la detección y clasificación de fallas y las redes neuronales para la localización de fallas. Para el modelado del sistema utilizaremos el software ATPDraw y para el tratamiento de las señales utilizaremos Matlab.

Diferentes escenarios son analizados, donde se varían los tipos de fallas, ángulo de inicio, distancia y resistencia.

6.2 DETECCIÓN DE LAS FALLAS

Una vez llevado a cabo las simulaciones de los diferentes escenarios de fallas, fallas monofásicas AT, BT y CT, fallas bifásicas AB, BC y AC, fallas bifásicas a tierra ABT, BCT y ACT, fallas trifásicas ABC y ángulos de inicio de fallas de 0°, 30°, 60°, 90°

120°, 150°,180°, 210°, 240°, 270°. Las fallas son localizadas 25%,50%, 75% de la longitud de para las líneas 1 y 2. Para la línea 3 las fallas son localizada al 12%,25%, 38%,50%, 63%, 75% y 87% de la longitud de la línea, son extraídas las señales de corriente de las tres fases muestreada a una frecuencia de 40 kHz. A estas señales se le aplica la transformada discreta wavelet y se extraen los coeficientes de detalles y de aproximación [25].

Una vez obtenidos los coeficientes de detalles y de aproximación, computamos la energía del coeficiente de detalle del nivel 1, por ser este nivel donde se detectan más pronunciados los transitorios cuando ocurre una falla, para cada una de las corrientes de fase, aplicando un movimiento de ventana desde i=1 hasta $N_{ciclo/2}$, donde N_{ciclo} es el número de muestras a la frecuencia fundamental, para no tener que analizar todas las muestra y así evitar mayor trabajo computacional, tal como se presenta en las siguientes ecuaciones:

$$E_a=\sum_{i=1}^{N_{ciclo/2}} [d_a]^2 \tag{6.1}$$

$$E_b=\sum_{i=1}^{N_{ciclo/2}} [d_b]^2 \tag{6.2}$$

$$E_c=\sum_{i=1}^{N_{ciclo/2}} [d_c]^2 \tag{6.3}$$

En este método si la energía en cualquiera de las tres fases excede el valor, indica que una falla ha ocurrido. El umbral de energía para la detección de la falla se seleccionó de modo que valor de energía de falla E_x se superior al valor más que se presentó bajo condiciones prefalla.

Como para fallas de alta impedancia lejos del punto de monitoreo de la falla, el transitorio puede ser amortiguado y por lo tanto dificultar la detección. En ese sentido, para asegurar una correcta detección, en lugar de energía proponemos el análisis de la variación de energía como se muestra a continuación:

$$\Delta E_a = E_a - E_p \tag{6.4}$$

$$\Delta E_b = E_b - E_p \tag{6.5}$$

$$\Delta E_a = E_c - E_p \tag{6.6}$$

Donde ΔE_a, ΔE_b y ΔE_c son las variaciones de energía de los coeficientes de detalles en las fases A, B y C respectivamente y E_p es el máximo valor de energía de la corriente de fase en la ventana de prefalla.

Para asegurar una efectiva detección de la falla, la variación de energía en cualquiera de las fases tiene que exceder un determinado ajuste λ_d, para una ventana de un cuarto de ciclo de sucesivas ventanas denominada $n_d \geq \frac{N_{ciclo}}{4}$, cuando n_d consecutivamente supera el valor de 16 veces entonces estamos en presencia de una falla. En la Figura 6-1 se muestra el diagrama de flujo que representa la detección de las fallas.

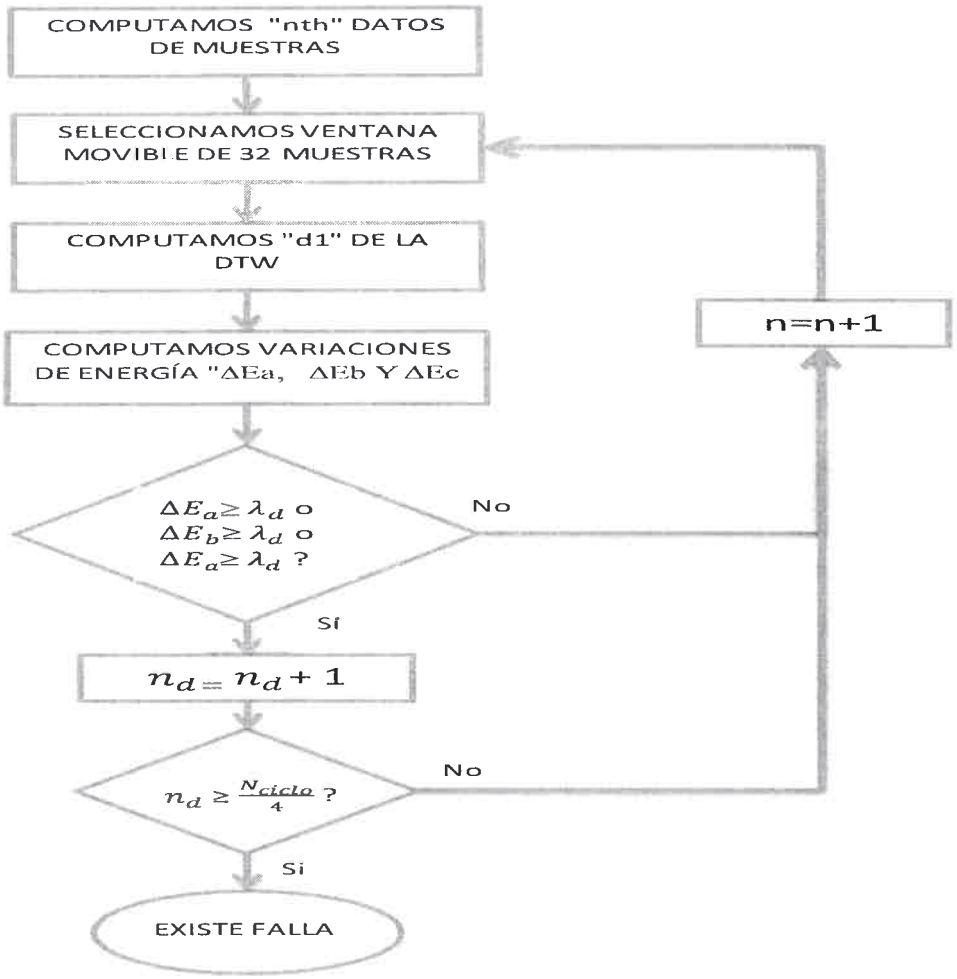


Figura 6-1 Diagrama de flujo para la detección de fallas

6.3 CLASIFICACIÓN DE FALLAS

Una vez que una falla ha sido detectada, las señales de la variación de energía de las fases falladas, son analizadas para discriminar el tipo de falla y las fases que están involucradas en la falla.

6.4 CRITERIO PARA SELECCIÓN DE LAS FASES FALLADAS

Después de detectada la falla, el proceso de movimiento de ventana continua a través del intervalo de un cuarto de ciclo ($\frac{N_{ciclo}}{4}$ sucesivas ventanas), denominada $n_f \geq \frac{N_{ciclo}}{4}$. Al igual que en la detección de fallas, las variaciones de energías de los coeficientes de detalles de las corrientes de fases son utilizadas para seleccionar las fases involucradas en las fallas.

$$\Delta\widetilde{E}_a = \Delta E_a / \Delta E_{max} \tag{6.7}$$

$$\Delta\widetilde{E}_b = \Delta E_b / \Delta E_{max} \tag{6.8}$$

$$\Delta\widetilde{E}_c = \Delta E_c / \Delta E_{max} \tag{6.9}$$

Dónde:

$\Delta\widetilde{E}_a$, $\Delta\widetilde{E}_b$ y $\Delta\widetilde{E}_c$ son las variaciones de energía normalizada de los coeficientes de detalles de las fases A, B y C respectivamente.

ΔE_{max} : Máximo valor de variaciones de energías de las corrientes de fases

$$\Delta E_{max} = \max\{\Delta E_a, \Delta E_b, \Delta E_c\} \tag{6.10}$$

Para cada ventana, las fases son seleccionadas y si la variación de la energía normalizada, para cualquiera de las tres fases supera cierto ajuste δ_f previamente prefijado, entonces estamos en la presencia de una falla en esa fase.

Debido al acoplamiento mutuo entre las fases de las líneas de transmisión, algunos transitorios de las fases falladas pueden aparecer en las fases sanas y esto podría causar error en la selección de las fases falladas. Por lo tanto para asegurar la correcta selección de

las fases falladas empleamos como criterio para selección de las fases falladas que el número, n_a, n_b y n_c, de sucesivas ventanas de la fases falladas sea mayor que $N_{ciclo/8}$. En la Figura 6-2 se muestra en el criterio de selección de la fase fallada.

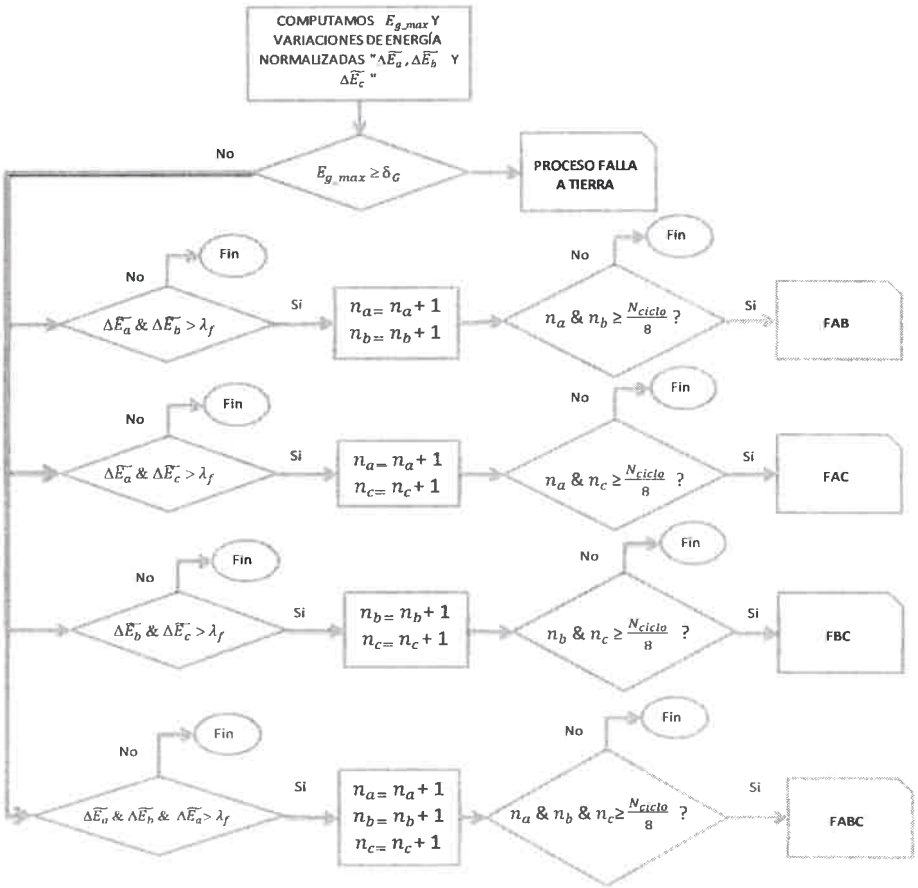


Figura 6-2 Diagrama de flujo para detección de fallas entre fase del método propuesto

6.4.1 CRITERIO PARA DISCRIMINACIÓN DE FALLAS A TIERRA

Cuando el sistema se encuentra en estado estable, sin falla, la corriente que fluye a través del neutro es casi nula y se debe al desbalance de carga entre fases y las capacidades

de la línea respecto a tierra, lo cual es un buen dato para considerar como criterio para identificación de las fallas a tierra.

El valor de la corriente de tierra es calculado usando las componentes de secuencia cero, por lo que durante el estado de prefalla, la corriente que circula por el neutro es cero debido a que el sistema esta balanceado.

Para el tipo de falla a tierra se determina la energía del coeficiente de detalle para la corriente de secuencia cero y se la compara con un valor de ajuste δ_g, si supera éste valor entonces estamos en la presencia de falla a tierra. En la Figura 6-3 se muestra el criterio de selección de la fase fallada.

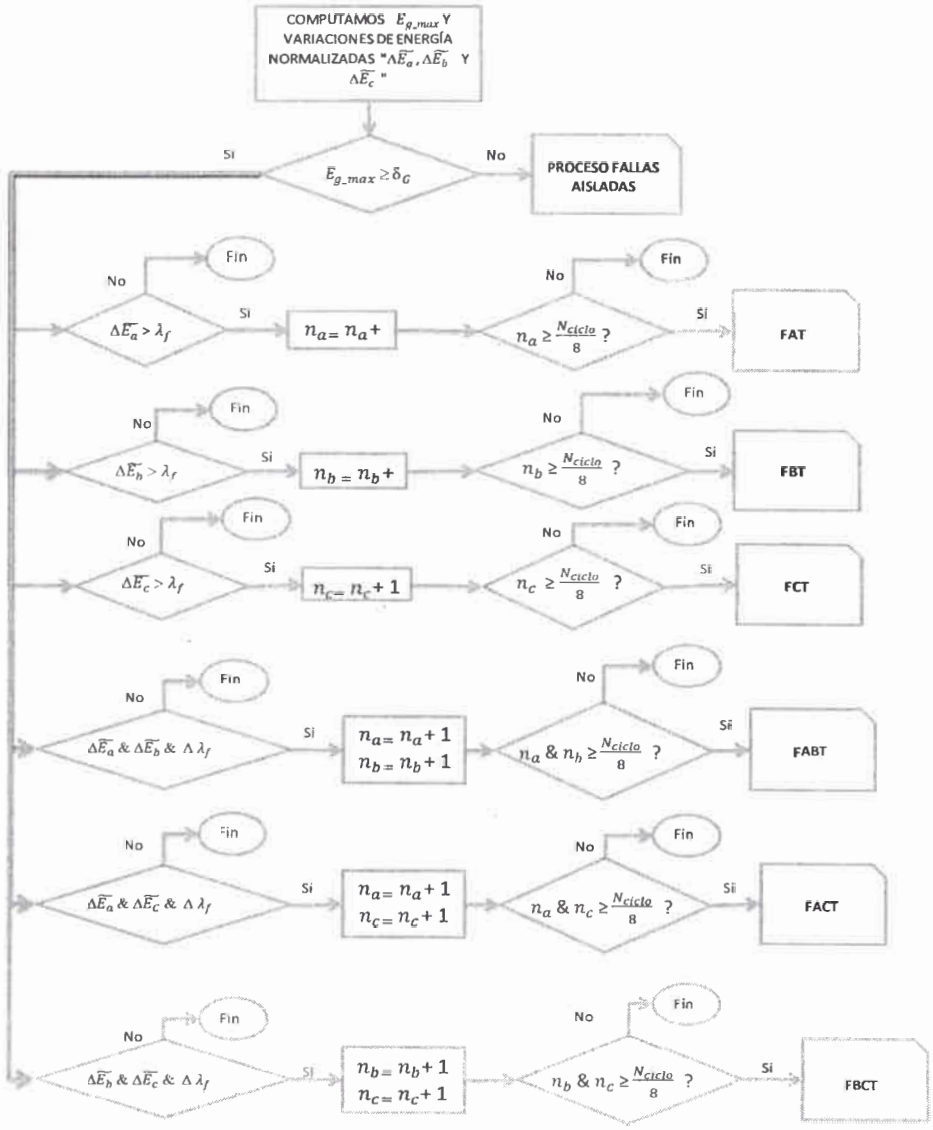


Figura 6-3 Diagrama de flujo para discriminar fallas entre fase y tierra.

6.5 CRITERIO PARA LOCALIZACIÓN DE FALLAS

El criterio que se usa en esta investigación para localizar el punto de ocurrencia de la falla es el de las redes neuronales. El tipo de red neuronal a utilizar para este trabajo es la

propagación hacia atrás (backpropagation), con función de activación sigmoide. Como patrones de entrenamiento se utilizara en 70% de los datos obtenidos por simulación y el otro 30 % será utilizado para probar y validar el desempeño de cada una de las redes neuronales.

Como la localización de la falla depende directamente de los parámetros de las líneas a proteger y del tipo de falla, es necesario hacer una red neuronal por cada tipo de falla, es decir una red neuronal para fallas monofásicas, fallas bifásicas a tierra, fallas bifásicas y fallas trifásicas. En la Figura 6-4 se observa un esquema para localización de fallas para cada tipo.

Las entradas a las redes neuronales son las tres señales de tensión y de corrientes muestreada a 40 kHz. Estas señales corresponden a los valores instantáneos que se producen durante las fallas. Cada entrada de cada una de las corrientes y tensiones será de $N_{ciclo/8}$ muestras.

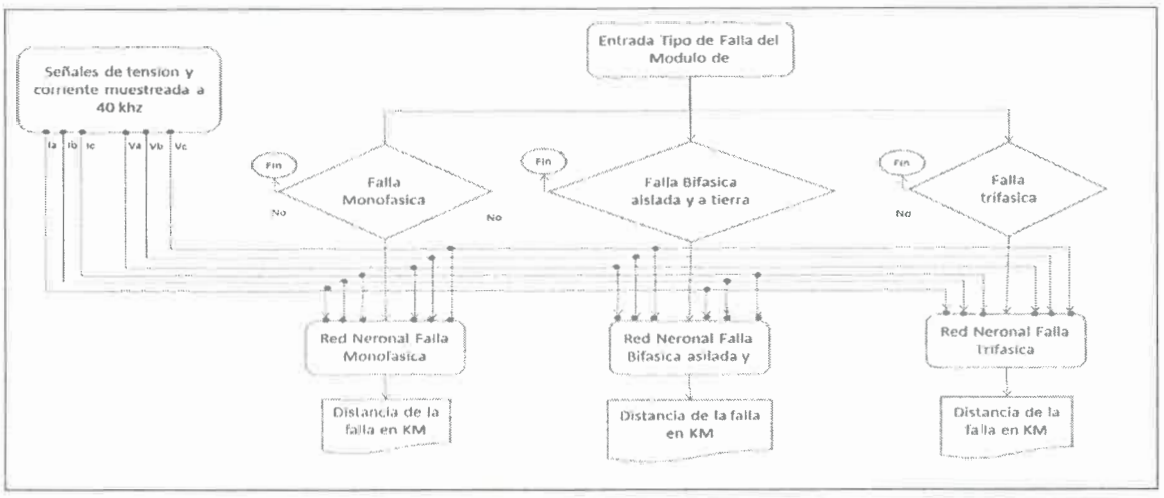


Figura 6-4 Esquema propuesto para la localización de las fallas.

VII. DESEMPEÑO DE LA MÉTODOLOGIA PROPUESTA

7.1 INTRODUCCIÓN

En los capítulos previos discutimos los conceptos relacionados a la metodología propuesta para la detección, clasificación y localización de fallas. En este capítulo nos enfocaremos a evaluar el desempeño del método propuesto para la detección, clasificación y localización de fallas utilizando la transformada wavelet y redes neuronales.

A través del software ATPDraw, fueron realizados un conjunto de análisis de sensibilidad, considerando un gran conjunto de condiciones esperadas en el sistema eléctrico de potencia. Entre las condiciones esperadas podemos distinguir: Impedancia de equivalente del sistema, longitud de la línea, datos geométricos reales de las torres y de las líneas, cargabilidad de las líneas, ángulo de inicio de la falla, resistencia de falla y localización de la falla.

El sistema de potencia a fue modelado con el software ATPDraw y la evaluación del método propuesto se implementó en el software Matlab, un total de 10870 fallas fueron simuladas para la extracción de las características de las variables de interés.

7.2 SISTEMA DE TRANSMISIÓN EMPLEADO PARA LA SIMULACIÓN

En la Figura 7-1 se muestra el sistema esquematizado que nos permite evaluar las variables nombradas en el párrafo anterior, el mismo corresponde a un sistema de transmisión operando a una tensión de 138 kV, consta de dos fuentes equivalente de Thevenin que representan los aporte de cortocircuitos, tres líneas de transmisión, tres subestaciones, a frecuencia de 60 Hz, de tres barras. Fue considerada una demanda máxima de 1600 MW y las señales fueron muestreadas a 40 kHz.

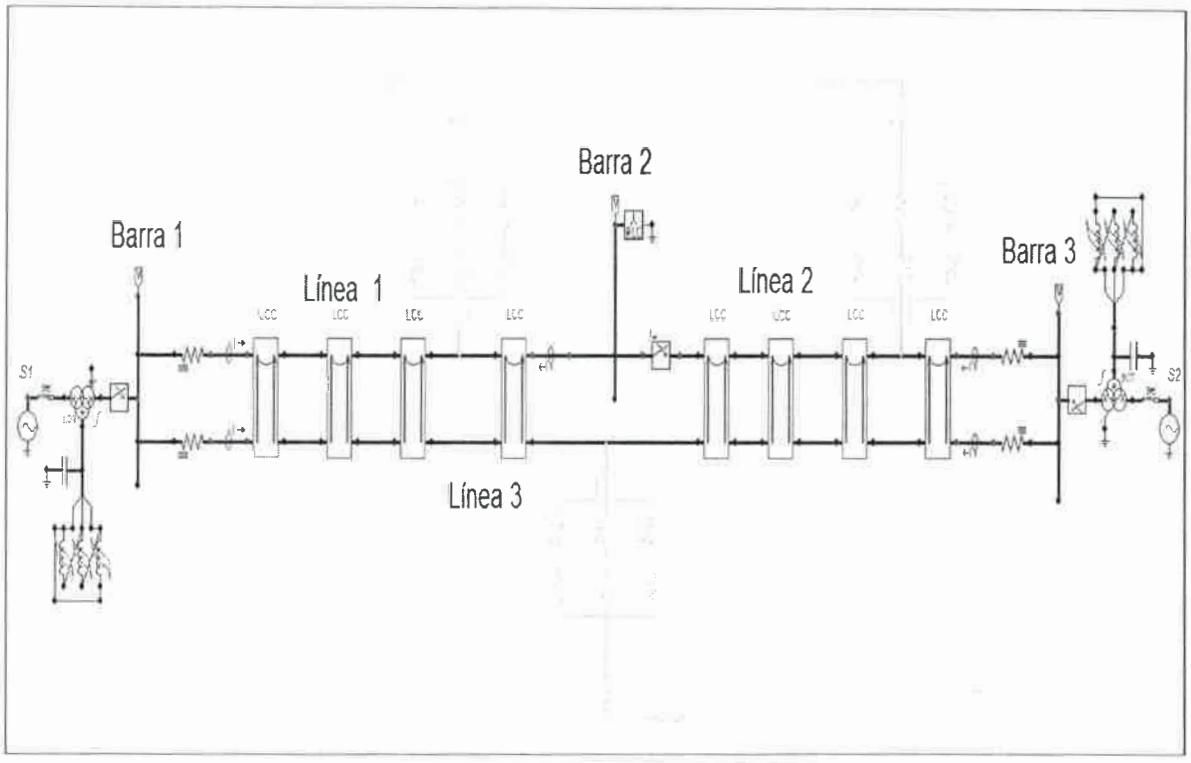


Figura 7-1 Sistema de potencia simulado.

En las Tablas VII-1, VII-2 y TVII-3 se muestran las variables usadas en las simulaciones para las líneas #1, #2 y #3 respectivamente.

Tabla VII-1 Variables de simulación para línea #1

Variables de simulación	**Valores**
Tipos de falla	AT, BT, CT, ABT, ACT, BCT, AB, AC, BC y ABC
Localización de la falla (Km)	3.2, 6.4 y 9.6
Resistencia de la falla (ohm)	0.1, 10, 20, 30 y 40
Angulo de incidencia de falla (Grados)	0,30, 60,90,120,150,180,210,240 y 270

Tabla VII-2 Variables de simulación para línea #2

Variables de simulación	Valores
Tipos de falla	AT, BT, CT, ABT, ACT, BCT, AB, AC, BC y ABC
Localización de la falla (Km)	3.1, 6.2 y 9.3
Resistencia de la falla (ohm)	0.1, 10, 20, 30 y 40
Angulo de incidencia de falla (Grados)	0,30, 60,90,120,150,180,210,240 y 270

Tabla VII-3 Variables de simulación para línea #3

Variables de simulación	Valores
Tipos de falla	AT, BT, CT, ABT, ACT, BCT, AB, AC, BC y ABC
Localización de la falla (Km)	3.2, 6.4, 9.6, 12.8, 15.9, 19 y 22.1
Resistencia de la falla (ohm)	0.1, 10, 20, 30 y 40
Angulo de incidencia de falla (Grados)	0,30, 60,90,120,150,180,210,240 y 270

7.3 RESULTADOS OBTENIDOS

En las Tablas VII-4, VII-5 y VII-6 se muestran los resultados obtenidos de los Espectros Máximos de Coeficientes de Detalles de Energías en cada fase, para la detección de las fallas para cada una de las líneas. En el anexo A, se adjuntan los detalles de todos los espectros correspondientes a todas las simulaciones, vista desde cada una de las subestaciones del sistema bajo estudio.

De los resúmenes de la Tabla VII-4, VII-5 y VII-6 fue seleccionado como valor de ajuste para detección de falla el valor de δ_d=2.43, que corresponde al valor mínimo para el cual el modelo detecta todas las fallas.

Con el valor de ajuste para detección de falla δ_d=2.43 todas las fallas simuladas fueron detectadas adecuadamente en el 100% de los casos por el modelo propuesto.

Tabla VII-4 Resumen de espectro de energía para nivel de detalle 1, para la línea #1

Espectro de Energía Línea #1				
Valores Máximos de Espectro de Energía				
Falla	ΔE_a	ΔE_b	ΔE_c	ΔE_g
AT	9.00E+00	2.45E+03	3.03E+03	4.78E+02
BT	3.91E+03	4.43E+00	3.91E+03	4.79E+02
CT	3.24E+03	1.87E+03	4.66E+00	1.05E+02
ABT	1.21E+03	1.17E+03	1.80E+03	5.14E+02
ACT	9.39E+02	1.51E+03	7.28E+02	1.15E+02
BCT	4.45E+03	6.97E+02	6.16E+02	1.13E+02
AB	2.45E+00	2.43E+00	2.68E+02	1.09E+01
AC	4.03E+00	1.27E+02	4.01E+00	6.36E+00
BC	1.18E+03	2.33E+01	2.36E+01	4.91E+00
ABC	1.32E+02	2.38E+01	8.84E+01	9.95E+00

Tabla VII-5 Resumen de espectro de energía para nivel de detalle 1, para la línea #2

Espectro de Energía Línea #2				
Valores Máximos de Espectro de Energía				
Falla	ΔE_a	ΔE_b	ΔE_c	ΔE_g
AT	9.09E+00	2.07E+03	2.57E+03	3.70E+02
BT	2.84E+03	4.50E+00	2.84E+03	3.71E+02
CT	3.03E+03	1.66E+03	3.72E+00	2.05E+02
ABT	1.89E+02	2.08E+02	1.29E+03	3.93E+02
ACT	1.66E+02	2.23E+03	1.85E+02	2.18E+02
BCT	2.16E+03	1.21E+02	2.34E+02	2.15E+02
AB	1.23E+01	1.23E+01	1.89E+02	1.26E+01
AC	9.67E+00	1.39E+03	9.65E+00	4.32E+00
BC	1.25E+02	1.83E+01	1.83E+01	4.96E+00
ABC	5.35E+01	1.09E+01	1.21E+01	7.80E+00

Tabla VII-6 Resumen de espectro de energía para nivel de detalle 1, para la línea #3

Espectro de Energía Línea #3				
Valores Máximos de Espectro de Energía				
Falla	ΔE_a	ΔE_b	ΔE_c	ΔE_g
AT	1.14E+04	3.68E+02	3.99E+02	2.07E+02
BT	3.77E+02	8.72E+03	3.77E+02	2.05E+02
CT	4.10E+02	3.16E+02	7.78E+03	1.04E+02
ABT	2.01E+04	1.85E+04	6.46E+02	2.18E+02
ACT	1.61E+04	2.39E+02	2.17E+04	1.15E+02
BCT	2.55E+02	1.60E+04	1.62E+04	1.13E+02
AB	1.57E+04	1.59E+04	1.14E+02	1.20E+01
AC	1.91E+04	9.04E+00	1.92E+04	4.71E+00
BC	8.35E+02	1.60E+04	1.62E+04	5.69E+00
ABC	1.58E+04	3.30E+04	1.93E+04	8.39E+00

En la Tabla VII-7, Tabla VII-8 y Tabla VII-9 se muestran los resultados obtenidos de los de las simulaciones de los valores máximos de coeficientes de detalles Energía normalizados para la clasificación de las fallas. En el anexo B se adjuntan el detalle de todos los espectros normalizados correspondientes a todas las simulaciones, vista desde cada subestación del sistema bajo estudio.

Del resumen de la Tabla VII-7, Tabla VII-8 y Tabla VII-9 fue seleccionado como valor máximo de espectro de coeficiente de detalle de energía normalizados el valor de δf=1.02E-03.

Con el valor de ajuste de δ_f=1.02E-03 todas las fallas fueron clasificadas adecuadamente en el 100% de los casos por el modelo propuesto.

Para discriminar las fallas a tierra de las fallas entre fases de las simulaciones realizadas, fue calculada la corriente homopolar y el valor de umbral seleccionado de las

Tablas VII-4, VII-5 y VII-6, resultando un valor del δg =50. En el anexo A se adjuntan el detalle de la corriente homopolar, vista desde cada subestación del sistema bajo estudio.

Tabla VII-7 Resumen de espectro de energía normalizado en nivel de detalle 1, para la línea #1

Espectro de Energía Normalizado para la línea #1			
Valores Máximos de Espectro de Energía Normalizados			
Falla	$\Delta\tilde{E}_a$	$\Delta\tilde{E}_b$	$\Delta\tilde{E}_c$
AT	1.00E+00	3.81E-01	4.64E-01
BT	5.96E-01	1.00E+00	5.96E-01
CT	6.03E-01	3.32E-01	1.00E+00
ABT	2.06E-01	1.63E-01	9.42E-01
ACT	1.19E-01	8.37E-01	2.86E-01
BCT	1.00E+00	1.79E-01	2.34E-01
AB	9.30E-01	9.87E-01	1.00E-01
AC	9.13E-01	6.83E-02	9.83E-01
BC	3.54E-02	9.47E-01	8.01E-01
ABC	9.27E-03	1.39E-03	1.34E-02

Tabla VII-8 Resumen de espectro de energía normalizado en nivel de detalle 1, para la línea #2

Espectro de Energía Normalizado para la línea #2			
Valores Máximos de Espectro de Energía Normalizados			
Falla	$\Delta\tilde{E}_a$	$\Delta\tilde{E}_b$	$\Delta\tilde{E}_c$
AT	1.00E+00	4.33E-01	5.11E-01
BT	6.77E-01	1.00E+00	4.66E-01
CT	6.75E-01	3.99E-01	1.00E+00
ABT	1.42E-01	1.09E-01	4.83E-01
ACT	1.13E-01	7.84E-01	1.22E-01
BCT	1.00E+00	1.45E-01	1.12E-01
AB	9.36E-01	9.81E-01	2.84E-02
AC	7.41E-01	1.25E-01	9.73E-01
BC	3.37E-02	9.60E-01	9.83E-01
ABC	1.06E-02	1.14E-03	2.04E-03

Tabla VII-9 Resumen de espectro de energía normalizado en nivel de detalle 1, para la línea #3

Espectro de Energía Normalizado para la línea #3			
Valores Máximos de Espectro de Energía Normalizados			
Falla	$\Delta\widetilde{E}_a$	$\Delta\widetilde{E}_b$	$\Delta\widetilde{E}_c$
AT	1.00E+00	6.87E-02	8.55E-02
BT	7.47E-02	1.00E+00	6.28E-02
CT	1.56E-01	1.32E-01	1.00E+00
ABT	1.15E-01	1.03E-01	2.16E-01
ACT	5.70E-02	1.82E-01	1.27E-01
BCT	1.00E+00	9.73E-02	8.54E-02
AB	9.44E-01	9.68E-01	3.89E-02
AC	9.52E-01	2.66E-02	9.73E-01
BC	3.71E-02	9.57E-01	7.12E-01
ABC	9.58E-03	1.03E-03	3.38E-03

7.3.1 EVALUACIÓN DEL MODELO PARA DETECCIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LAS FALLAS

7.3.1.1 FALLA ENTRE FASE Y TIERRA

En la Figura 7-2 se muestra el desempeño del método propuesto para detectar fallas, en el cual se analiza un falla monofásica en la Fase A, localizada en la línea número 2 a 9.3 Km de la barra número 2, con resistencia de falla de 0.1 ohm y ángulo de inicio de 0 grados, se observa que para esta falla el coeficiente de energía en la fase "A" supera el umbral prefijado anteriormente δ_d=2.43, es decir $\Delta Ea > \delta_d$, indicando esto que una falla ha ocurrido en el sistema.

El desempeño del método propuesto para clasificación de la falla es mostrado en la Figura 7-3, se observa que para dicha falla el coeficiente de detalle de energía normalizado en la fase "A" supera el ajuste prefijado anteriormente δ_f=1.02E0-3, es decir $\Delta\widetilde{E}_a > \delta_f$, indicando esto que una falla ha ocurrido en la fase "A".

Para la discriminación de falla a tierra es mostrado en la Figura 7-4 donde se evidencia una falla entre fase y tierra, ya que la corriente homopolar pasa de un valor casi cero en pre-falla a valores muy elevado durante la falla, es decir es superado el de ajuste δg>50 previamente seleccionado.

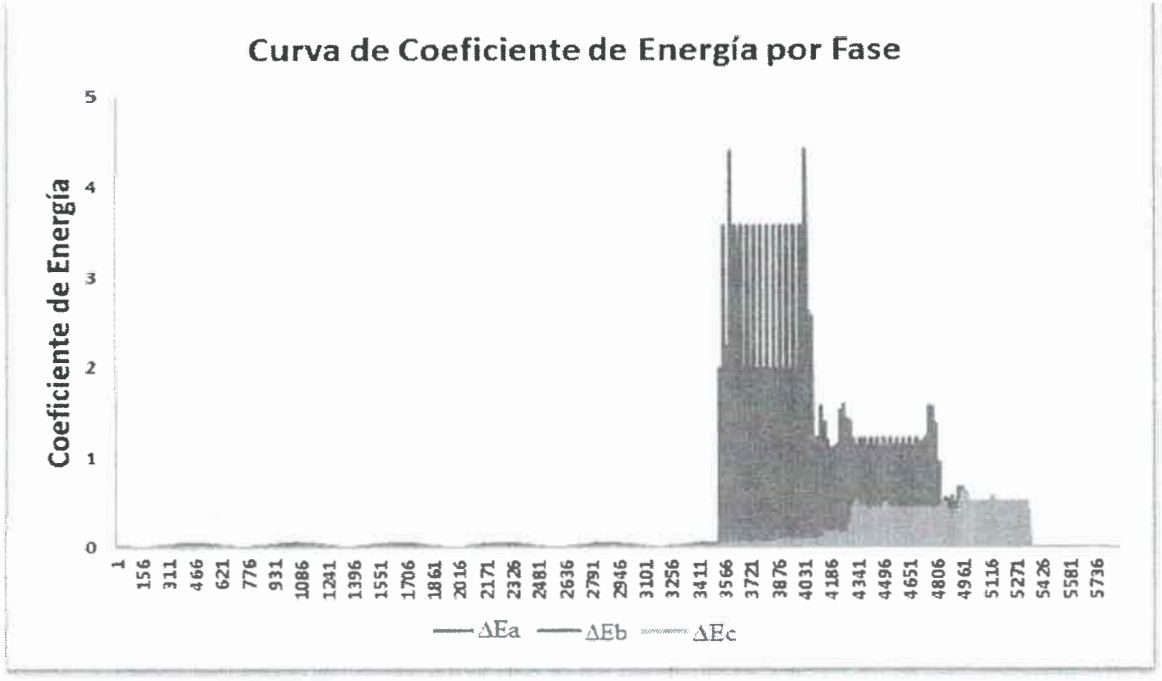


Figura 7-2 coeficiente de detalle de energía para una falla monofásica en la fase A en la línea 2 localizada a 9.3 Km vista desde la barra 2, Rf=0.1 ohm y θ=0

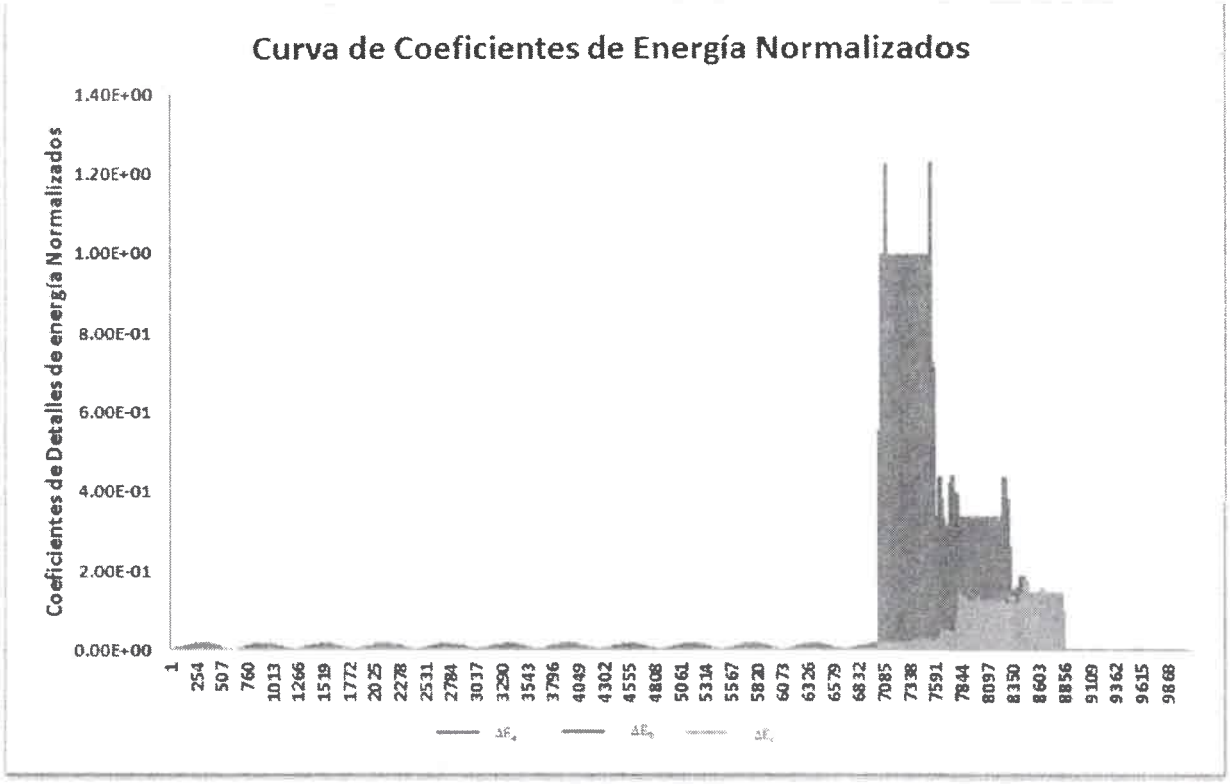


Figura 7-3 Coeficiente de Detalle de Energía Normalizado para una falla monofásica en la fase A en la línea 2 localizada a 9.3 Km vista desde la barra 2, Rf=0.1 ohm y θ=0°

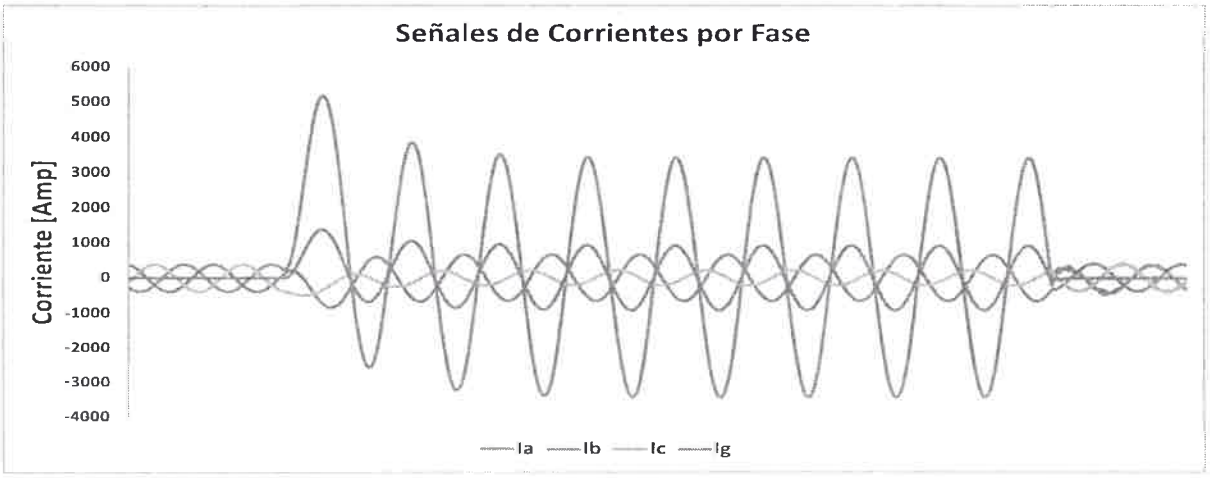


Figura 7-4 Señales de corriente medida en la barra 2, durante una falla en la fase A en la línea 2 localizada a 9.3 Km vista desde la barra 2, Rf=0.1 ohm y θ=0°

7.3.2 LOCALIZACIÓN DE LAS FALLAS

En vista de que la localización de las fallas depende directamente de los parámetros de las líneas y del tipo de fallas, hemos diseñado tres tipos de redes neuronales, una para la localización de fallas monofásica, otra para la localización de fallas bifásicas y finalmente otra para las localización de fallas trifásicas.

La arquitectura de red neuronal utilizada en cada uno de los casos fue la red de tipo propagación hacia atrás (Back Propagation) (Figura 7-5) con 36 neuronas, correspondiente a 6 valores por cada señal de tensión y de corriente, en la capa de entrada que corresponden a las señales de tensión y corriente para cada una de las fases y 1 neurona en la capa de salida que corresponde a la localización de la falla. La función de activación en la capa oculta fue la sigmoidea tangente y en la capa de salida la función lineal, ya que no deseamos acotar la salida de la neurona y el algoritmo de entrenamiento utilizado fue el de Levenberg-Marquardt, ya que hace la evaluación basado en la utilización del error medio cuadrático.

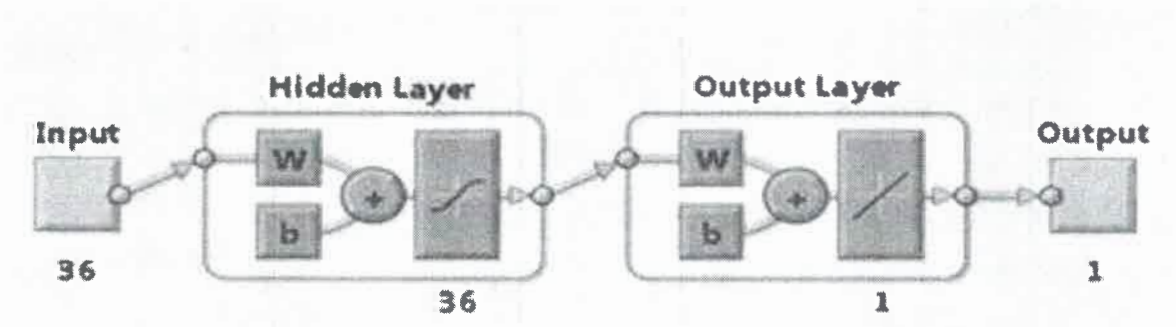


Figura 7-5 Arquitectura de red neuronal

Para las capas ocultas se realizó un análisis de prueba y error para determinar en cada uno de los casos el número de neurona apropiado, es decir el número de neuronas que minimizaba el error y de este análisis se determinó que el número adecuada de neuronas en la capa oculta fue de 36.

En la

Figura 7-6 se muestra la evolución del entrenamiento de la red para la localización de fallas del tipo monofásica. En esta red un total de 3900 casos fueron simulados de los cuales el 70% fue utilizado para entrenamiento, un 15% para pruebas y el restante 15% para validación, la validación se realizó a través del error cuadrático medio MSE.

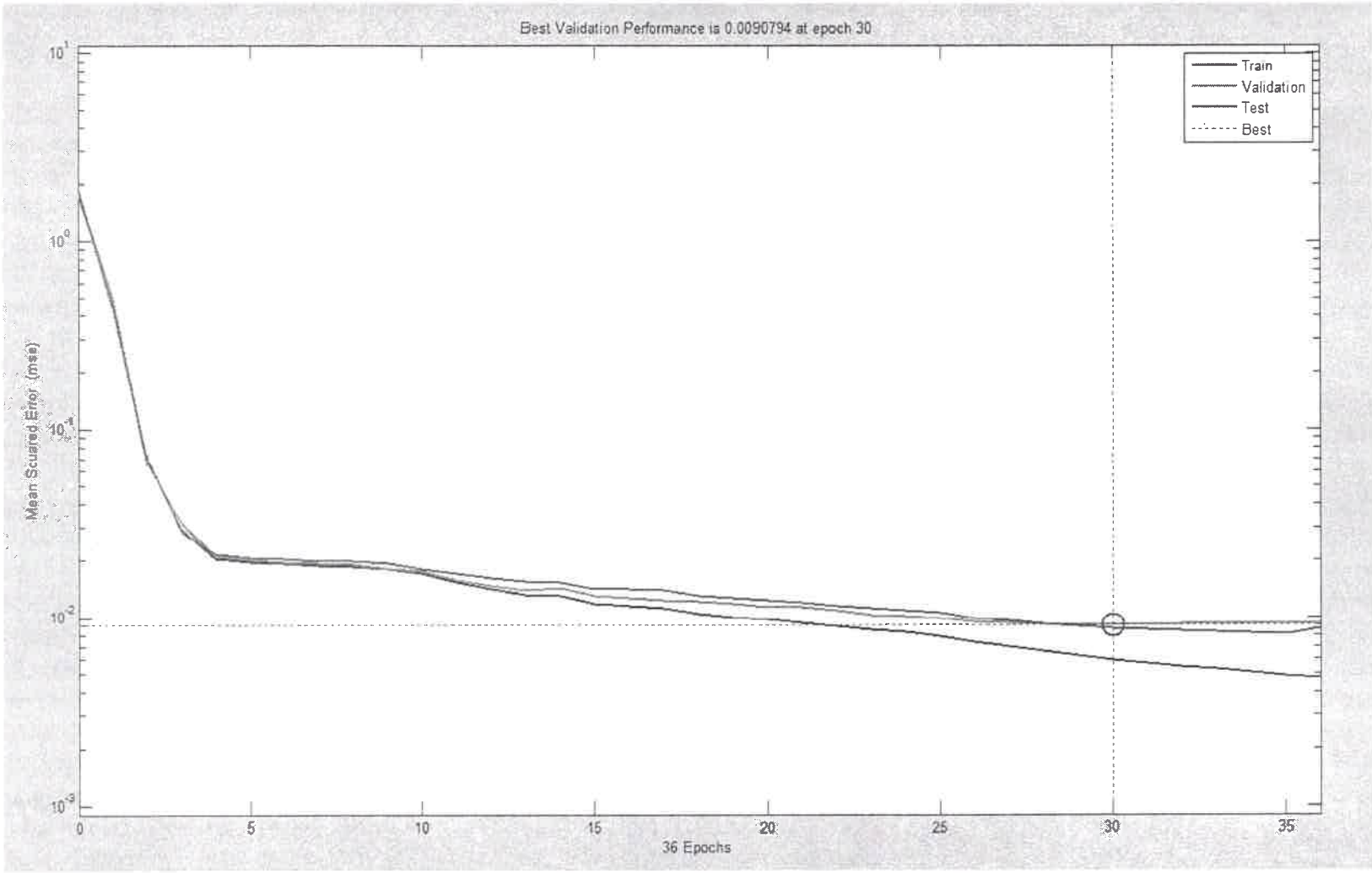


Figura 7-6 Desempeño en el entrenamiento de la red neuronal Monofásica

En la Figura 7-7 se muestra el resumen de los resultados obtenidos para el entrenamiento, prueba y validación de la red para la localización de fallas del tipo monofásica. De aquí se evidencia que el error cuadrático medio MSE para procesos de entrenamiento es inferior a la unidad.

Results

	Samples	MSE	R
Training:	2730	5.92522e-3	9.43345e-1
Validation:	585	9.07937e-3	9.10662e-1
Testing:	585	8.72629e-3	9.11382e-1

Figura 7-7 Resultado para entrenamiento, validación y prueba de la red neuronal

A través del modelo de regresión de la Figura 7-8, se muestra que esta red se explica la correlación los datos de forma adecuada.

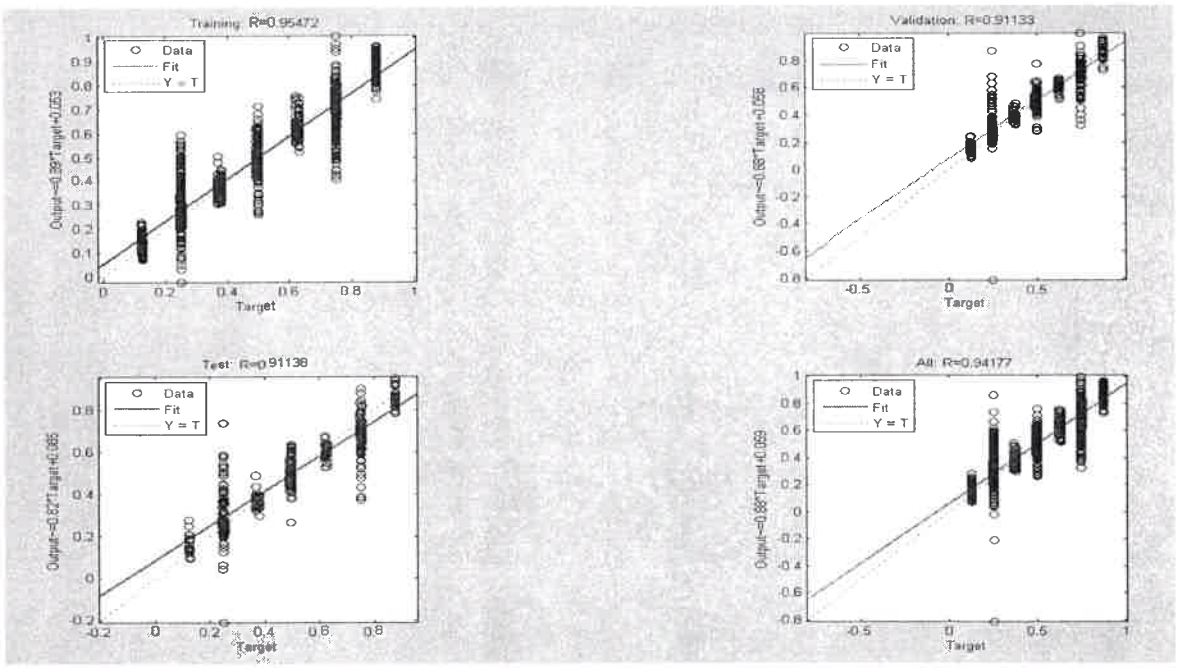


Figura 7-8 Correlación de los datos para Entrenamiento, Validación y Prueba de la red neuronal Monofásica

A través del grafico de correlación de la Figura 7-8, se evidencia que la las variable, en este caso distancia de ocurrencia de la falla, son explicadas adecuadamente por el modelo.

En la Figura 7-9 se muestra el comportamiento de la salida real Vs Simulada del modelo de red neuronal monofásica propuesto. Se evidencia que un excelente desempeño de la red para la localización de las fallas monofásica, se muestra que la salida real es muy similar a la salida deseada.

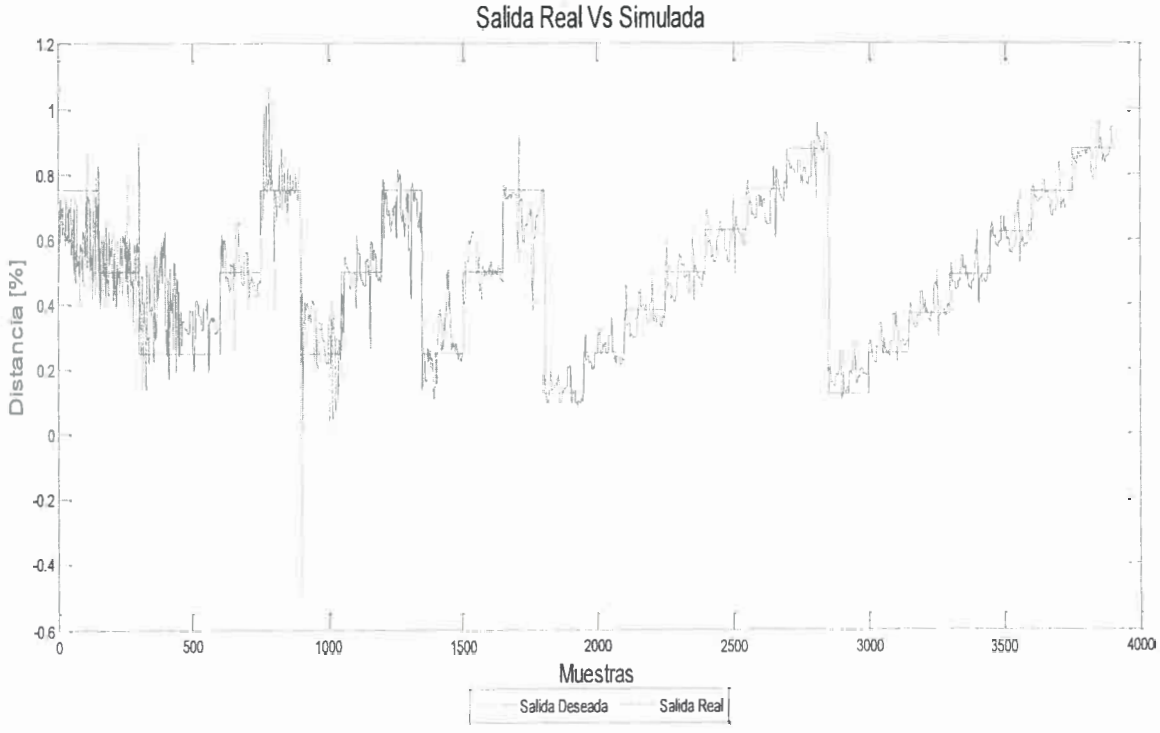


Figura 7-9 Salida Deseada Vs Salida Simulada

En la Tabla VII- 10 se muestran el desempeño del entrenamiento de las redes neuronales monofásica, bifásica y trifásica respectivamente. En las misma se evidencia alto desempeño de cada una, ya que el error medio cuadrático fue inferior al 2% en todos los casos.

Tabla VII- 10 Desempeño de las redes implementadas

Red Neuronal	N0. Casos simulados	MSE [%]
Monofásica	3900	0.01
Bifásica	5670	1.7
Trifásica	1300	1.6

Para cada uno de los casos se tomaron el 70% de los datos para entrenamiento, un 15% para pruebas y el restante 15% para validación y la validación se realizó a través de error cuadrático medio MSE.

VIII. CONCLUSIÓN

En esta investigación se ha desarrollado una metodología para la detección clasificación y localización de fallas en redes eléctricas de alta tensión, basadas en redes neuronales y transformada wavelet.

De la evaluación del estado del arte realizada en esta investigación, se pudo observar que los algoritmos tradicionales suelen necesitar un modelamiento matemático bien definido de la línea de transmisión, presentando muy buenos resultados para fallas de baja impedancia, pero con un crecimiento exponencial en el error cuando se aleja de la subestación y la falla es de alta impedancia

Fueron considerados diferentes escenarios de operación, distintos valores de resistencia de falla, distintas localización de la falla y ángulo de aparición de la falla.

Se observó que la combinación de la transformada wavelet con las redes neuronales artificiales, demostraron ser una poderosa herramienta para la detección, clasificación y localización de fallas, en los diferentes escenarios estudiados y criterios empleados.

Los resultados obtenidos demostraron que por medio de la metodología propuesta, se logró comprobar la efectividad de la transformada wavelet en la discriminación y clasificación de eventos que se generan transitorios durante una falla.

En este trabajo para un total de 10870 fallas se logró detectar y discriminar el tipo de falla un el 100 % de los casos bajo diferentes condiciones críticas que se pudieran presentar durante la operación en tiempo real.

Los resultados arrojados que permiten la detección y clasificación de fallas son: δ_d =2.43 para la detección, δ_f=1.02E-03 para la clasificación de las fallas y δ_g <50 para la discriminar si la falla es entre fase o entre fase y tierra

Para la localización de las fallas fueron implementadas las redes neuronales artificiales del tipo propagación hacia atrás (backpropagation) bajo fallas transitorias. Dado que no existe una sola red neuronal que sea capaz de funcionar para todos tipos de falla, en este trabajo se proporcionaron tres redes neuronales para localizar la falla: una para falla monofásica, otra para fallas bifásicas y bifásicas a tierra y otra para fallas trifásica.

Después de probar varias redes neuronales, se llegó a la conclusión que para cada una de las redes, la arquitectura que mejor se adaptaba a cada uno de los casos fueron la red de tipo propagación hacia atrás (Back Propagation) con 36 neuronas en la capa de entrada, dos capas oculta, 1 neurona en la capa de salida que corresponde a la localización de la falla. La función de activación en la capa oculta fue la sigmoidea tangente y en la capa de salida la función lineal. El algoritmo de entrenamiento utilizado fue el de Levenberg-Marquardt.

Los resultados arrojados por las redes monofásica, bifásica y trifásica; para la localización de la falla fueron adecuados, obteniendo errores inferiores al 2% en todos los casos simulados.

Se evidenció que, en comparación con los métodos clásicos las redes neuronales tienen una gran capacidad para aprender, son bastante rápidas y requieren de poco esfuerzo computacional.

A través de los resultados, es evidente que este tipo de metodología proporciona una excelente herramienta para ser usada en los centros de control de energía y que es adaptable a la gran variedad de condiciones eléctricas de cualquier sistema de potencia.

En vista de los asombrosos resultados obtenidos de esta herramienta, nos motiva a seguir trabajando y promoviendo el uso de la misma para ser implementada en el sistema de protección y esencialmente en los centros de control de energía para el uso de los operadores en tiempo real.

IX. TRABAJOS FUTUROS

Como trabajos futuros se puede continuar con seguir ampliando la investigación para analizar otras características de las fallas además de su detección, clasificación y localización, entre las que se destacan la causa de la falla, detección de los equipos en los que se presentó la falla y el diagnostico de los dispositivos de protección y maniobra.

Es además es recomendable, como trabajo futuro comparar los resultados obtenidos del modelo propuesto en este trabajo con resultados de operación real arrojados por los relés de protección y registradores de fallas de las líneas bajo estudios, en los que se tenga suficiente información en cuanto a las características de la falta y su ubicación.

REFERENCIAS

[1] Gina m. Idárraga Ospina, Robinson Valencia Rodríguez, Jesús A. Hernández Riveros', "Algoritmos para localización de fallas en líneas de transmisión, análisis para el caso colombiano", Medellín-Colombia, vol.71, pp.95-100, 2004.

[2] Jhon Albeiro Calderón Serna MSc (C), "Modelo adaptativo de inteligencia artificial para el diagnóstico automático de fallas a partir de registros de osciloperturbografia", Tesis de Maestría, Universidad Nacional de Colombia sede Medellín, Noviembre de 2007.

[3] M.Geethanjali, K.Sathiya priya, "Combined wavelet transfoms and neural network (wnn) based fault detection and classification in transmission lines", Control, Automation, Communication and Energy Conservation, International Conference on 4-6 June 2009.

[4] Zhang, Quing-chao; Duan, Hui; Geng, Chao; Song, Wen-nan, "Fault Location of Two-Parallel Transmission Line for Double Phase to-Ground fault using one-terminal Data", Tianjin China, Journal of Zhejiang University SCIENCE. V.4, No 5, P 520-525, Sep – Oct 2003.

[5] J. Izykowski, E. Rosolowski and M. Mohan Saha, "Locating faults in parallel transmission lines under availability of complete measurements at one end", IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol. 151, No. 2, March 2004.

[6] M. M. Saha, J. Izykowski, and E. Rosolowski, "A method of fault location based on measurements from impedance relays at the line ends" , in Proc. Conf. DPSP, Amsterdam, The Netherlands, pp. 176–179, 2004.

[7] Eriksson L., Rockefeller G.D., "An Accurate Fault Locator with Compensation for Apparent Reactance in the Fault Resistance Resulting from Remote-end infeed", IEEE Transaction on PAS, Vol PAS 104, N° 2, pp. 424 – 436, February 1985.

[8] Zimmerman, K.; Costello, D. "Impedance-Based Fault Location Experience", Rural Electric Power Conference", Page(s): i – xvii, 2006.

[9] Diego Ignacio Díaz Chiguano, "Localización de fallas en líneas aéreas de transmisión. Aplicación de un algoritmo digital para líneas paralelas", Quito, Junio 2009.

[10] Thomas Friedrich, Thomas Dalstein, Bernd Kulicke, Dejan J. Sobajic, "Multi Neural Network Based Fault Area Estimation for High Speed Protective Relaying", Power Delivery, Page(s): 740 - 747, 1996.

[11] Thomas Friedrich, Thomas Dalstein, Bernd Kulicke, "A Neural Time Zone Classifier for High Speed Protective Relaying", pp.220-223, UPEC 94

[12] Nabil Khalil Ibrahhim, "Aplicación de las redes neuronales en la protección de distancia en redes eléctricas de alta tensión", Tesis doctoral, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Politécnica de Cataluña, Terrassa, Barcelona, España, 1999.

[13] Kale, V.S.; Bhide, S.R.; Bedekar, P.P, " Faulted phase selection on double circuit transmission line using wavelet transform and neural network", Power Systems" , 2009. ICPS '09, International Conference on 27-29 Dec. 2009

[14] S. Mallat, W. Liang "Singularity Detection and processing with wavelets", IEEE Transactions on information theory", Vol. 38, No 2, pp. 617-643, Mar. 1992.

[15] Omar A.S.Youssef, "Fault Classification Based on Wavelet Transforms", IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001 IEEE/PES.Publication Year: 2001, Page(s): 531 - 536 vol.1

[16] Xabier Basogain Olabe, "Redes neuronales artificiales y sus aplicaciones, Escuela Superior de Ingeniería de Bilbao, Editorial de la Universidad Del País Vasco, 2008.

[17] Dan Hammerstorm, "Working With Neural Networks", IEEE Spectrum July 1993; pp.46-53.

[18] Juan Ríos Carrión, Alejandro Pazos Sierra, Nieves R. Brisaboa, Serafín Caridad Simón, "Estructura, Dinámica y Aplicaciones de Redes Neuronales Artificiales", Editorial centro de estudio Ramón Areces, S.A, 1991.

[19] Haykin, S., "Neural Networks, A Comprehensive Foundation", United States of America: Macmillan College Publishing Company, Inc., 1994.

[20] Porto, V.W. and D.B. Fogel," Alternative neural network`training methods [active sonar processing],". IEEE Expert, vol.10, 1995. 10(3): p. 16-22.

[21] Chen Nan; Zeng Xiangjun; Li Zewen; Deng Feng; , "A novel algorithm for traveling wave fault location base on network," Industrial Technology, 2008. ICIT 2008. IEEE International Conference on , vol., no., pp.1-5, 21-24 April 2008.

[22]Q. Su, X. Dong, Z. Q. Bo et al., "New approach of fault detection and fault phase selection based on initial current traveling waves," Power Engineering Society Summer Meeting, 2002, pp. 393-397 vol.1.

[23] Sidhu, T.S.; Singh, H.; Sachdev, M.S.; , "Design, implementation and testing of an artificial neural network based fault direction discriminator for protecting

transmission lines ," Power Delivery, IEEE Transactions on , vol.10, no.2, pp.697-706, Apr 1995.

[24] Martin, F.; Aguado, J.A.; Medina, M.; Munoz, J.; , "Classification of faults in double circuit lines using Wavelet transforms," Industrial Technology, 2008. ICIT 2008. IEEE International Conference on , vol., no., pp.1-6, 21-24 April 2008.

[25] Silva, K.M.; Dantas, K.M.C.; Souza, B.A.; Brito, N.S.D.; Costa, F.B.; Silva, J.A.C.B.; , "Haar Wavelet-Based Method for Fast Fault Classification in Transmission Lines," Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2006. TDC '06. IEEE/PES , vol., no., pp.1-5, 15-18 Aug. 2006.

[26] Silveira, P.M.; Seara, R.; Zurn, H.H.; , "An approach using wavelet transform for fault type identification in digital relaying," Power Engineering Society Summer,Meeting,1999.IEEE,vol.2,no.,pp.937-942,vol.2,1999.

[27] ABB, BA THS / BU Transmission Systems and Substations, protection application handbook, LEC Support Programmed, 1999.

[28] K. Erenturk;, "A new digital protective relay based on fuzzy logic and value estimation," Iranian Journal of Science & Technology, Transaction A, Vol. 29, No. A2 Printed in The Islamic Republic of Iran, 2005©ShirazUniversity.

[29] KEMA; Comisión Nacional de Energía, " Estudio Integral de Protecciones del SENI AT-05/06", febrero 2010.

[30] ISA Interconexión Eléctrica S.A "E.S.P", " Guías para el buen ajuste y coordinación de las protecciones", Documento IEB-0350-00-01, Itagüí, julio de 2000.

[31] Pandya, V. J.; Kanitkar, S. A.," A Novel Unit Protection Scheme for Protection of series compensated Transmission Line using Wavelet Transform," Power

Engineering Conference, 2007. AUPEC 2007. Australasian Universities, 2007, Page(s): 1 – 5.

[32] Shu Hongchun, Sun Xiangfei, Si dajun; "A new method for locating faults on transmission lines based on rough set and FNN", Year: 2002 , Page(s): 2584 - 2588 vol.4.

[33] El-Naggar, K.M.; "A Genetic Based Fault Location Algorithm For Transmission Lines", IEE 2001, Conference Publication No. 482 0 CIRED2001, 18-21 June 2001.

[34] Nam, S.R.; Park, J.K.; Kang, Y.C.; Kim, T.H.,"A Modeling Method of a High Impedance Fault in a Distribution Using Two Series Time-Varying Resistances in EMTP System", IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 2001.

[35] Venkatesan, R.; Balamurugan, B.; "A Real-Time Hardware Fault Detector Using an Artificial Neural Network for Distance Protection", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 16, No. 1, January 2001.

[36] Souza, J.C.S.; Rodrigues, M.A.P.; Schilling, M.T.; Do Coutto Filho, M.B.; "Fault Location in Electrical Power Systems Using Intelligent Systems Techniques"; IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 16, No. 1, January 2001.

[37] Heung-Jae Lee; Deung-Yong Park; Bok-Shin Ahn; Young-Moon Park; Jong-Keun Park; Venkata, S.S.; " A Fuzzy Expert System for the Integrated Fault Diagnosis",IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 15, No. 2, April 2000.

[38] Li, K.K.; Lai, L.L.; David, A.K.; "Application of Artificial Neural Network in Fault Location Technique"; IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2000.

[39] Zhihong Chen; Maun, J.-C.; "An Artificial Neural Network Based Real-Time Fault Locator for Transmission Lines", IEEE International Conference on Neural Networks1997, Page(s): 163 - 168 vol.1.

[40] Marcel, F.; "Modeling, Detection, And Localization of High-Impedance Faults In Low-Voltage Distribution Feeders"; Virginia Tech Polytechnic Institute; December 2003.

[41] Khajavi, M.; Menhaj, M. Nikravesh, K.; "Modified levenberg – Marquardt method for neural networks training"; World Academy of Science, Engineering and technology; Vol 6, Junio 2005.

[42] Sawatpipat, P.; Tayjasanant, T, "Fault Classification for Thailand's Transmission Lines Based on Discrete Wavelet Transform," Electrical Engineering/Electronics Computer Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), International conference on Publication Year: 2010, Page(s): 636 – 640.

[43] Pothisar c.: Ngaopitakkul. "Discrete wavelet transform and back-propagation neural networks algorithm for fault classification on transmission line", Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific, 2009, Page(s): 1 – 4.

[44] Hossain, M.S.; Aziz, T.; Haque, M.A. "ECG compression using multilevel thresholding of wavelet coefficients," Intelligent Sensors, Sensor Networks and Information Processing, 2008. ISSNIP 2008. International Conference on, publication Year: 2008, Page(s): 321 - 326

[45] Upendar, J.; Gupta, C.P.; Singh, G.K. "Discrete Wavelet Transform and Probabilistic Neural Network based Algorithm for Classification of Fault on Transmission Systems," India Conference, 2008. INDICON 2008. Annual IEEE Conference Volume:1, Year: 2008 , Page(s): 206 – 211.

[46] Su Qianli; Dong Xinzhou; Bo, Z.Q.; Jiang, F "New Approach of Fault Detection and Fault Phase Selection Based on Initial Current Traveling Waves," Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE, Year: 2002 , Page(s): 393 - 397 vol.1.

[47] Rosa María de Castro; Horacio N. Díaz. "Análisis de señales utilizando transformada wavelet," Madrid, Julio 2002.

[48] Vazquez, E.; Altuve, H.J.; Chacon, O.L. "Neural Network Approach To Fault Detection", IEEE International Conference: 1996 , Page(s): 2090 - 2095 vol.4.

[49] David C. Yu.; Shoukat H. Khan.; Chacon, O.L. "Neural Network An Adaptive High and Low Adaptive Impedance Fault Detection Method", IEEE Transactions on Power Delivery,Vol.9, No. 4, October 1994.

[50] D.V. Coury. M. Oleskovicz. R.K. Aggarwal, "An ANN routine for fault detection. Classification and location in transmission lines", Electric Power Components and Systems, November 2002, p.1137-1149.

[51] Miguel Martinez. "Fault Detection, Classification and Discrimination, Using Complex Wavelets". Power System Protection Conference. September 2004, Slovenia.

[52] Oleskovicz, M.; Coury, D.V..; de Carvalho, A.C.P.L.F " Artificial neural network applied to power system protection", Brazilian Symposium, 1998, Page(s): 247 - 252.

[53] Oleskovicz, M.; Coury, D.V " Applying pattern recognition in distance protection ", International Conference, Year: 1998 , Page(s): 1148 - 1152 vol.2.

[54] Jimmy Alexander Cortés; Hugo Baldomiro Cano Garzón; José Andrés Chaves O. " Del análisis de Fourier a las Wavelets - transformada continua wavelet (cwt)", Scientia

et Technica Año XIII, No 37, Diciembre de 2007. Universidad Tecnológica de Pereira.

[55] Miguel Martínez. "Técnica para identificar faltas transitorias y permanentes en líneas de transmisión, utilizando la transformada Wavelet". Rev. Fac. Ing. Univ. Antioquia No. 47. pp. 176 -186. Marzo, 2009.

[56] Lucas Pérez Hernández; Sandra Pérez Londeoño; Juan Mora Flórez, "Diseño de una herramienta eficiente de simulación automática de fallas en sistema eléctrico de potencia". Dyna, Año 77, No. 64. pp. 178 -188, Medellin, Diciembre de 2010.

[57] Huisheng Wang ; W. W. L. Keerthipala; , "Fuzzy-Neuro Approach to Fault Classification for Transmission Line Protection", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 13, No. 4, October 1998.

[58] Jhon Albeiro Calderón Serna; Germán Zapata; Demetrio A. Ovalle, "Algoritmo Neuro Difuso para la Detección y Clasificación de Fallas en Líneas de Transmisión Eléctrica Usando ANFIS", Revista Avances en Sistemas e Informática, Vol. 4 No. 1 Junio de 2007

[59] Zhang Qingchao; Zhang Yao; Song Wennan; Yu Yixin; Wang Zhigang, "Fault Location of Two-parallel Transmission Line for Non-earth Fault Using One-terminal Data", Power Engineering Society 1999 Winter Meeting, IEEE, Vol. 2, 1999.

[60] D. Chanda, N. Kishore, A. Sinha. " A Wavelet multiresolution analysis for location of faults on transmission lines". Electrical Power and Energy Systems, Elsiever publications. No 25. 2003. pp. 59-69.

[61] Chiradeja, P.; Pothisarn, C. "Identification of the fault location for three-terminal transmission lines using discrete wavelet transforms". Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific, 2009 . pp. 1-4.

[62] Chiradeja, P.; Pothisarn, C. "Identification of the fault location for three-terminal transmission lines using discrete wavelet transforms". Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific, 2009 . pp. 1-4.

[63] Zeng Xiangjun; Li, K.K.; Liu Zhengyi; Yin Xianggen. "Fault location using traveling wave for power networks". Industry Applications Conference, 2004, Page(s): 2426 - 2429 vol.4.

[64] M.N. Cirstea, A. Dinu, J.G. Khor,M. McCormick. "Neural and Fuzzy Logic Control of Drives and Power Systems", 2002

[65] Md. Aminur Rahman, Kazi Main Uddin Ahmed, Md. Rayhanus Sakib. "Modeling of a Novel Fuzzy Based Overcurrent Relay using Simulink", International Journal of Scientific & Technology Research Volume 1, Issue 4, May 2012

ANEXO A DETALLE DE ESPECTRO DE ENERGÍA PARA DETECCIÓN DE FALLAS

En las tablas A-1 hasta A-26 se muestra el Detalle de Espectro de Energía del nivel 1, para la detección de fallas obtenidas de las simulaciones realizadas por el modelo propuesto.

Tabla A-1 Detalle de Espectro de Energía del nivel 1, para una falla en la línea #1 localizada a 3.2 Km de la barra #1

Valores Máximos de Espectro de Energía				
Falla	ΔE_a	ΔE_b	ΔE_c	ΔE_g
AT	4.05E+01	2.24E+02	2.56E+02	4.05E+01
BT	3.35E+02	5.25E+00	3.35E+02	3.35E+02
CT	3.50E+02	2.68E+02	5.21E+00	3.50E+02
ABT	2.35E+03	1.17E+03	2.00E+02	2.42E+04
ACT	1.11E+03	2.24E+02	8.41E+02	1.67E+04
BCT	3.94E+02	6.97E+02	6.16E+02	3.94E+02
AB	2.45E+00	2.43E+00	2.22E+01	3.02E+04
AC	1.38E+01	3.68E+00	1.38E+01	2.17E+04
BC	1.01E+01	2.39E+01	2.40E+01	1.01E+01
ABC	2.61E+02	1.51E+03	9.42E+01	1.85E+04

Tabla A-2 Detalle de Espectro de Energía del nivel 1, para una falla en la línea #2 localizada a 3.2 Km de la barra #2

Valores Máximos de Espectro de Energía				
Falla	ΔE_a	ΔE_b	ΔE_c	ΔE_g
AT	3.07E+01	2.45E+03	3.03E+03	3.07E+01
BT	3.31E+03	4.91E+00	3.31E+03	3.31E+03
CT	2.68E+03	1.36E+03	5.31E+00	2.68E+03
ABT	1.35E+03	1.27E+03	1.56E+03	3.88E+04
ACT	1.22E+03	1.51E+03	9.16E+02	2.83E+04
BCT	2.18E+03	9.73E+02	1.11E+03	2.18E+03
AB	1.30E+01	1.39E+01	2.68E+02	4.18E+04
AC	1.64E+01	2.54E+01	1.74E+01	3.12E+04
BC	1.61E+02	2.93E+01	3.03E+01	1.61E+02
ABC	3.12E+02	2.38E+01	9.23E+01	2.73E+04

Tabla A-3 Detalle de Espectro de Energía del nivel 1, para una falla en la línea #1 localizada a 6.4 Km de la barra #1

Valores Máximos de Espectro de Energía				
Falla	ΔE_a	ΔE_b	ΔE_c	ΔE_g
AT	1.54E+01	3.17E+02	3.50E+02	8.13E+02
BT	3.01E+02	4.43E+00	3.01E+02	5.57E+02
CT	2.19E+02	1.65E+02	4.66E+00	8.18E+02
ABT	1.69E+03	1.57E+03	1.71E+02	5.59E+02
ACT	1.06E+03	2.21E+02	8.36E+02	8.14E+02
BCT	2.00E+02	8.00E+02	1.00E+03	6.05E+02
AB	1.42E+01	1.41E+01	2.63E+01	8.68E+00
AC	9.91E+00	7.39E+00	9.80E+00	4.50E+00
BC	1.06E+01	2.71E+01	2.72E+01	3.90E+00
ABC	1.97E+02	1.77E+03	1.16E+02	8.63E+00

Tabla A-4 Detalles de Espectro de Energía del nivel 1, para una falla en la línea #1 localizada a 6.4 Km de la barra #2

Valores Máximos de Espectro de Energía				
Falla	ΔE_a	ΔE_b	ΔE_c	ΔE_g
AT	9.00E+00	2.22E+03	2.50E+03	1.26E+01
BT	3.47E+03	5.09E+00	3.47E+03	3.16E+00
CT	3.24E+03	1.87E+03	4.81E+00	1.30E+00
ABT	1.54E+03	1.29E+03	1.39E+03	1.44E+00
ACT	1.03E+03	1.49E+03	7.79E+02	1.30E+00
BCT	1.85E+03	1.03E+03	1.25E+03	1.89E+00
AB	1.45E+01	1.55E+01	2.08E+02	1.57E+03
AC	1.02E+01	1.27E+02	1.11E+01	1.02E+02
BC	1.89E+02	3.26E+01	3.33E+01	1.04E+03
ABC	1.50E+02	2.28E+03	1.32E+02	1.54E+01

Tabla A-5 Detalles de Espectro de Energía del nivel , para una falla en la línea # 1 localizada a 9.6 Km de la barra #1

Valores Máximos de Espectro de Energía				
Falla	ΔE_a	ΔE_b	ΔE_c	ΔE_g
AT	1.42E+01	2.76E+02	3.20E+02	2.14E+01
BT	3.19E+02	5.74E+00	3.19E+02	6.50E-01
CT	2.82E+02	2.27E+02	7.50E+00	1.64E-01
ABT	1.21E+03	1.45E+03	2.17E+02	1.08E-01
ACT	9.66E+02	2.03E+02	1.01E+03	2.31E-01
BCT	1.68E+02	8.56E+02	9.84E+02	2.26E-01
AB	1.36E+01	1.35E+01	3.70E+01	1.70E+03
AC	4.03E+00	6.00E+00	4.01E+00	8.67E+00
BC	9.49E+00	2.33E+01	2.36E+01	1.25E+03
ABC	1.33E+02	1.55E+03	8.84E+01	2.70E+00

Tabla A-6 Detalles de Espectro de Energía del nivel 1, para una falla en la línea #1 localizada a 9.6 Km de la barra #2

Valores Máximos de Espectro de Energía				
Falla	ΔE_a	ΔE_b	ΔE_c	ΔE_g
AT	1.51E+01	2.26E+03	2.70E+03	2.25E+01
BT	3.91E+03	8.58E+00	3.91E+03	3.84E+00
CT	2.83E+03	1.65E+03	9.11E+00	1.17E+00
ABT	1.47E+03	1.44E+03	1.80E+03	1.46E+00
ACT	9.39E+02	1.44E+03	7.28E+02	1.37E+00
BCT	4.45E+03	7.26E+02	7.61E+02	2.11E+00
AB	3.72E+00	3.82E+00	2.02E+02	1.80E+03
AC	6.26E+00	3.63E+01	6.24E+00	7.62E+01
BC	1.18E+03	2.91E+01	2.97E+01	8.82E+02
ABC	1.32E+02	1.77E+03	1.98E+03	2.30E+01

Tabla A-7 Detalles de Espectro de Energía del nivel 1, para una falla en la línea #2 localizada a 3.1 Km de la barra #2

Valores Máximos de Espectro de Energía				
Falla	ΔE_a	ΔE_b	ΔE_c	ΔE_g
AT	1.93E+01	2.07E+03	2.57E+03	1.93E+01
BT	2.84E+03	4.93E+00	2.84E+03	2.84E+03
CT	3.03E+03	1.66E+03	4.70E+00	3.03E+03
ABT	1.81E+03	8.79E+02	1.29E+03	4.13E+04
ACT	1.78E+03	1.40E+03	1.35E+03	2.91E+04
BCT	1.80E+03	8.93E+02	1.06E+03	1.80E+03
AB	1.23E+01	1.30E+01	1.89E+02	4.45E+04
AC	1.66E+01	1.39E+03	1.76E+01	3.21E+04
BC	1.25E+02	2.23E+01	2.22E+01	1.25E+02
ABC	2.98E+02	1.63E+01	1.32E+02	2.95E+04

Tabla A-8 Detalles de Espectro de Energía del nivel 1, para una falla en la línea #2 localizada a 3.1 Km de la barra #3

Valores Máximos de Espectro de Energía				
Falla	ΔE_a	ΔE_b	ΔE_c	ΔE_g
AT	1.01E+01	1.68E+02	1.83E+02	1.01E+01
BT	1.69E+02	1.09E+01	1.69E+02	1.69E+02
CT	4.78E+01	3.74E+01	1.11E+01	4.78E+01
ABT	3.19E+02	6.74E+02	3.96E+01	1.79E+04
ACT	5.51E+02	1.66E+02	2.70E+02	1.68E+04
BCT	9.93E+01	2.85E+02	2.34E+02	9.93E+01
AB	2.53E+01	2.51E+01	2.79E+00	1.33E+04
AC	1.02E+01	3.34E-01	1.01E+01	1.47E+04
BC	2.56E+00	1.83E+01	1.83E+01	2.56E+00
ABC	5.35E+01	1.45E+01	1.21E+01	2.18E+04

Tabla A-9 Detalles de Espectro de Energía del nivel 1, para una falla en la línea #2 localizada a 6.2 Km de la barra #2

Valores Máximos de Espectro de Energía				
Falla	ΔE_a	ΔE_b	ΔE_c	ΔE_g
AT	1.20E+01	6.53E+02	8.06E+02	1.59E+01
BT	1.11E+03	1.59E+01	1.11E+03	6.46E-01
CT	7.69E+02	4.13E+02	1.45E+01	2.87E+00
ABT	1.89E+02	2.08E+02	2.60E+02	2.92E+00
ACT	2.42E+02	1.21E+03	1.85E+02	2.17E+00
BCT	1.62E+03	1.21E+02	2.96E+02	2.75E+00
AB	2.10E+01	2.18E+01	1.38E+01	2.32E+02
AC	1.41E+01	5.30E+00	1.48E+01	1.10E+01
BC	3.66E+00	2.34E+01	2.38E+01	2.18E+02
ABC	6.70E+01	1.38E+01	3.84E+01	8.18E-01

Tabla A-10 Detalles de Espectro de Energía del nivel 1, para una falla en la línea #2 localizada a 6.2 Km de la barra #3

Valores Máximos de Espectro de Energía				
Falla	ΔE_a	ΔE_b	ΔE_c	ΔE_g
AT	1.21E+01	1.33E+02	1.54E+02	1.75E+01
BT	2.61E+01	1.50E+01	1.92E+01	5.33E-02
CT	2.27E+01	1.24E+01	1.38E+01	3.05E-01
ABT	2.70E+02	2.50E+02	1.43E+01	2.18E-01
ACT	1.66E+02	1.31E+02	2.45E+02	1.33E-01
BCT	8.78E+01	1.54E+02	3.55E+02	1.81E-01
AB	1.81E+01	1.82E+01	5.18E+00	2.96E+02
AC	1.00E+01	6.70E-01	1.01E+01	1.51E+00
BC	2.27E+00	1.84E+01	1.84E+01	2.85E+02
ABC	5.55E+01	1.25E+01	3.02E+01	9.25E-02

Tabla A-11 Detalles de Espectro de Energía del nivel 1, para una falla en la línea #2 localizada a 9.3 Km de la barra #2

Valores Máximos de Espectro de Energía				
Falla	ΔE_a	ΔE_b	ΔE_c	ΔE_g
AT	9.09E+00	1.67E+03	1.98E+03	1.63E+01
BT	2.71E+03	8.61E+00	2.71E+03	1.01E+00
CT	1.37E+03	7.81E+02	1.04E+01	6.29E-01
ABT	4.79E+02	5.27E+02	5.56E+02	5.56E-01
ACT	5.76E+02	2.23E+03	4.29E+02	1.44E+00
BCT	2.16E+03	1.53E+02	3.17E+02	1.76E+00
AB	3.60E+01	3.74E+01	7.34E+01	5.62E+02
AC	1.32E+01	1.13E+01	1.37E+01	5.15E+00
BC	5.74E+01	2.11E+01	2.13E+01	4.96E+02
ABC	1.44E+02	1.62E+01	1.95E+01	1.46E+00

Tabla A-12 Detalles de Espectro de Energía del nivel 1, para una falla en la línea #2 localizada a 9.3 Km de la barra #3

Valores Máximos de Espectro de Energía				
Falla	ΔE_a	ΔE_b	ΔE_c	ΔE_g
AT	2.14E+01	2.33E+02	2.51E+02	2.89E+01
BT	2.60E+02	4.50E+00	2.60E+02	4.23E-01
CT	1.87E+02	1.47E+02	3.72E+00	2.11E-01
ABT	1.73E+03	1.09E+03	1.31E+02	1.88E-01
ACT	9.67E+02	1.71E+02	1.20E+03	1.82E-01
BCT	1.38E+02	7.46E+02	8.71E+02	1.52E-01
AB	1.24E+01	1.23E+01	1.18E+01	1.58E+03
AC	9.67E+00	4.06E+01	9.65E+00	8.22E+00
BC	1.13E+01	2.01E+01	2.02E+01	1.56E+03
ABC	1.86E+02	1.09E+01	6.82E+01	2.46E+00

Tabla A-13 Detalles de Espectro de Energía del nivel 1, para una falla en la línea #3 localizada a 3.2 Km de la barra #1

Valores Máximos de Espectro de Energía				
Falla	ΔE_a	ΔE_b	ΔE_c	ΔE_g
AT	1.42E+04	2.43E+02	2.75E+02	1.39E+01
BT	3.47E+02	1.89E+04	3.47E+02	3.47E+02
CT	3.81E+02	2.72E+02	1.83E+04	3.81E+02
ABT	2.57E+04	3.84E+04	1.95E+02	2.57E+04
ACT	1.76E+04	2.19E+02	2.86E+04	1.76E+04
BCT	1.68E+02	4.36E+04	4.15E+04	1.68E+02
AB	3.11E+04	3.16E+04	2.61E+01	3.11E+04
AC	2.20E+04	5.76E+00	2.25E+04	2.20E+04
BC	1.14E+01	4.26E+04	4.26E+04	1.14E+01
ABC	1.92E+04	5.87E+04	4.15E+04	1.92E+04

Tabla A-14 Detalles de Espectro de Energía del nivel 1, para una falla en la línea #3 localizada a 3.1 Km de la barra #3

Valores Máximos de Espectro de Energía				
Falla	ΔE_a	ΔE_b	ΔE_c	ΔE_g
AT	1.33E+04	2.46E+02	2.73E+02	6.47E+00
BT	3.18E+02	2.68E+04	3.18E+02	3.18E+02
CT	2.07E+02	1.55E+02	2.43E+04	2.07E+02
ABT	2.60E+04	4.35E+04	1.64E+02	2.60E+04
ACT	1.74E+04	2.13E+02	3.35E+04	1.74E+04
BCT	1.72E+02	4.69E+04	4.35E+04	1.72E+02
AB	3.32E+04	3.37E+04	2.45E+01	3.32E+04
AC	2.38E+04	5.20E+00	2.40E+04	2.38E+04
BC	6.98E+00	4.52E+04	4.51E+04	6.98E+00
ABC	2.13E+04	6.23E+04	4.33E+04	2.13E+04

Tabla A-15 Detalles de Espectro de Energía del nivel 1, para una falla en la línea #3 localizada a 6.4 Km de la barra #1

Valores Máximos de Espectro de Energía				
Falla	ΔE_a	ΔE_b	ΔE_c	ΔE_g
AT	1.48E+04	3.53E+02	3.79E+02	2.25E+01
BT	2.46E+02	1.58E+04	2.46E+02	4.87E-01
CT	2.37E+02	1.77E+02	1.46E+04	2.19E-01
ABT	2.35E+04	2.90E+04	1.83E+02	1.89E-01
ACT	2.14E+04	2.06E+02	2.27E+04	1.15E-01
BCT	2.34E+02	3.16E+04	3.13E+04	7.04E-02
AB	2.33E+04	2.33E+04	2.04E+01	2.16E+03
AC	2.18E+04	9.04E+00	2.22E+04	1.47E+01
BC	1.43E+01	3.12E+04	3.18E+04	1.35E+03
ABC	3.03E+04	4.51E+04	3.44E+04	2.17E+00

Tabla A-16 Detalles de Espectro de Energía del nivel 1, para una falla en la línea #3 localizada a 6.2 Km de la barra #3

Valores Máximos de Espectro de Energía				
Falla	ΔE_a	ΔE_b	ΔE_c	ΔE_g
AT	1.14E+04	3.04E+02	3.26E+02	9.95E+00
BT	2.57E+02	2.21E+04	2.57E+02	2.10E-01
CT	2.63E+02	2.05E+02	1.77E+04	2.17E-01
ABT	2.29E+04	3.57E+04	3.50E+02	1.92E-01
ACT	1.61E+04	1.59E+02	2.69E+04	2.50E-01
BCT	1.95E+02	3.46E+04	3.06E+04	1.98E-01
AB	2.82E+04	2.86E+04	1.58E+01	1.37E+03
AC	2.05E+04	5.06E+00	2.05E+04	7.99E+00
BC	7.89E+00	3.08E+04	3.06E+04	1.40E+03
ABC	1.58E+04	5.28E+04	3.80E+04	2.46E+00

Tabla A-17 Detalles de Espectro de Energía del nivel 1, para una falla en la línea #3 localizada a 9.6 Km de la barra #1

Valores Máximos de Espectro de Energía				
Falla	ΔE_a	ΔE_b	ΔE_c	ΔE_g
AT	1.55E+04	3.68E+02	3.99E+02	2.47E+01
BT	3.77E+02	1.25E+04	3.77E+02	8.07E-01
CT	4.10E+02	3.16E+02	1.54E+04	3.50E-01
ABT	2.73E+04	2.07E+04	2.26E+02	2.74E-01
ACT	2.43E+04	2.39E+02	2.56E+04	1.47E-01
BCT	2.27E+02	3.41E+04	3.32E+04	9.89E-02
AB	2.15E+04	2.17E+04	2.40E+01	2.29E+03
AC	2.46E+04	5.93E+00	2.50E+04	1.26E+01
BC	1.57E+01	2.93E+04	2.95E+04	1.27E+03
ABC	3.45E+04	3.94E+04	3.49E+04	2.36E+00

Tabla A-18 Detalles de Espectro de Energía del nivel 1, para una falla en la línea #3 localizada a 9.3 Km de la barra #3

Valores Máximos de Espectro de Energía				
Falla	ΔE_a	ΔE_b	ΔE_c	ΔE_g
AT	1.56E+04	2.87E+02	3.05E+02	3.57E+01
BT	2.67E+02	1.78E+04	2.67E+02	5.05E-01
CT	2.76E+02	2.01E+02	2.00E+04	2.66E-01
ABT	2.01E+04	3.17E+04	1.82E+02	2.04E-01
ACT	1.82E+04	1.69E+02	2.76E+04	1.22E-01
BCT	1.71E+02	3.12E+04	3.20E+04	8.52E-02
AB	2.50E+04	2.52E+04	1.51E+01	1.51E+03
BC	2.04E+04	3.26E+00	2.05E+04	6.04E+00
AC	8.35E+02	3.40E+04	3.27E+04	1.52E+03
ABC	2.31E+04	4.70E+04	3.81E+04	2.12E+00

Tabla A-19 Detalles de Espectro de Energía del nivel 1, para una falla en la línea #3 localizada a 12.8 Km de la barra #1

Valores Máximos de Espectro de Energía				
Falla	ΔE_a	ΔE_b	ΔE_c	ΔE_g
AT	1.84E+04	2.05E+02	2.11E+02	1.91E+01
BT	2.43E+02	1.54E+04	2.43E+02	4.65E-01
CT	1.42E+02	1.26E+02	1.37E+04	2.05E-01
ABT	2.65E+04	1.85E+04	1.04E+02	1.42E-01
ACT	2.33E+04	1.44E+02	2.17E+04	2.69E-01
BCT	1.35E+02	3.04E+04	2.76E+04	2.15E-01
AB	1.92E+04	1.91E+04	2.91E+01	1.01E+03
BC	2.12E+04	1.82E+00	2.13E+04	9.87E+00
AC	1.91E+01	2.89E+04	2.91E+04	7.83E+02
ABC	3.04E+04	3.48E+04	2.51E+04	1.08E+00

Tabla A-20 Detalles de Espectro de Energía del nivel 1, para una falla en la línea #3 localizada a 12.4 Km de la barra #3

Valores Máximos de Espectro de Energía				
Falla	ΔE_a	ΔE_b	ΔE_c	ΔE_g
AT	1.79E+04	1.98E+02	1.94E+02	2.02E+01
BT	1.57E+02	1.56E+04	1.57E+02	4.54E-01
CT	1.73E+02	1.66E+02	1.69E+04	2.39E-01
ABT	2.27E+04	1.93E+04	1.04E+02	1.74E-01
ACT	2.11E+04	1.12E+02	2.32E+04	2.16E-01
BCT	1.14E+02	2.96E+04	2.84E+04	1.93E-01
AB	1.57E+04	1.59E+04	1.39E+01	1.09E+03
AC	1.91E+04	2.26E+00	1.92E+04	7.22E+00
BC	8.87E+00	2.89E+04	2.91E+04	5.25E+02
ABC	2.64E+04	3.30E+04	3.18E+04	8.97E-01

Tabla A-21 Detalles de Espectro de Energía del nivel 1, para una falla en la línea #3 localizada a 15.9 Km de la barra #1

Valores Máximos de Espectro de Energía				
Falla	ΔE_a	ΔE_b	ΔE_c	ΔE_g
AT	1.65E+04	3.09E+02	3.56E+02	2.15E+01
BT	3.31E+02	1.04E+04	3.31E+02	8.82E-01
CT	3.49E+02	2.47E+02	1.23E+04	2.84E-01
ABT	3.12E+04	3.09E+04	6.46E+02	2.39E-01
ACT	2.71E+04	2.08E+02	2.92E+04	1.39E-01
BCT	2.33E+02	2.83E+04	2.80E+04	9.22E-02
AB	3.08E+04	3.12E+04	2.62E+01	9.32E+02
AC	2.76E+04	8.91E+00	2.86E+04	1.15E+01
BC	2.03E+02	2.95E+04	2.98E+04	9.56E+02
ABC	3.91E+04	3.30E+04	2.44E+04	2.45E+00

Tabla A-22 Detalles de Espectro de Energía del nivel 1, para una falla en la línea #3 localizada a 15.6 Km de la barra #2

Valores Máximos de Espectro de Energía				
Falla	ΔE_a	ΔE_b	ΔE_c	ΔE_g
AT	1.42E+04	2.31E+02	2.68E+02	1.79E+01
BT	2.59E+02	1.14E+04	2.15E+02	5.97E-01
CT	2.19E+02	1.60E+02	1.09E+04	2.60E-01
ABT	2.69E+04	2.17E+04	1.50E+02	1.88E-01
ACT	2.47E+04	1.89E+02	2.68E+04	1.41E-01
BCT	1.62E+02	3.37E+04	3.32E+04	8.97E-02
AB	2.16E+04	2.19E+04	2.02E+01	1.31E+03
BC	2.53E+04	4.03E+00	2.59E+04	1.21E+01
AC	1.88E+01	2.89E+04	2.94E+04	7.45E+02
ABC	3.50E+04	3.85E+04	2.89E+04	2.25E+00

Tabla A-23 Detalles de Espectro de Energía del nivel 1, para una falla en la línea #3 localizada a 19 Km de la barra #1

Valores Máximos de Espectro de Energía				
Falla	ΔE_a	ΔE_b	ΔE_c	ΔE_g
AT	1.71E+04	3.34E+02	3.67E+02	6.93E+00
BT	3.36E+02	1.17E+04	3.36E+02	2.77E-01
CT	3.69E+02	2.68E+02	1.05E+04	3.02E-01
ABT	4.32E+04	4.44E+04	1.92E+02	2.64E-01
ACT	3.12E+04	2.33E+02	2.74E+04	2.85E-01
BCT	2.11E+02	2.57E+04	2.64E+04	1.98E-01
AB	4.06E+04	4.07E+04	2.42E+01	6.26E+02
AC	3.03E+04	6.26E+00	3.09E+04	1.28E+01
BC	1.10E+01	2.58E+04	2.62E+04	8.26E+02
ABC	4.84E+04	3.84E+04	2.68E+04	2.86E+00

Tabla A-24 Detalles de Espectro de Energía del nivel 1, para una falla en la línea #3 localizada a 18.8 Km de la barra #3

Valores Máximos de Espectro de Energía				
Falla	ΔE_a	ΔE_b	ΔE_c	ΔE_g
AT	1.26E+04	3.47E+02	3.98E+02	2.37E+01
BT	2.52E+02	1.15E+04	2.00E+02	6.28E-01
CT	3.11E+02	2.16E+02	9.85E+03	2.52E-01
ABT	3.28E+04	3.42E+04	2.33E+02	2.25E-01
ACT	2.99E+04	1.93E+02	3.33E+04	9.78E-02
BCT	2.55E+02	3.40E+04	3.47E+04	6.54E-02
AB	3.33E+04	3.34E+04	2.24E+01	7.87E+02
BC	3.13E+04	5.35E+00	3.24E+04	1.48E+01
AC	1.02E+01	3.42E+04	3.48E+04	6.91E+02
ABC	4.45E+04	4.04E+04	2.88E+04	3.22E+00

Tabla A-25 Detalles de Espectro de Energía del nivel 1, para una falla en la línea #3 localizada a 22.1 Km de la barra #1

Valores Máximos de Espectro de Energía				
Falla	ΔE_a	ΔE_b	ΔE_c	ΔE_g
AT	1.49E+04	2.40E+02	2.90E+02	1.52E+01
BT	3.22E+02	1.02E+04	3.22E+02	6.63E-01
CT	2.61E+02	1.99E+02	7.78E+03	2.05E-01
ABT	3.55E+04	3.57E+04	1.65E+02	1.57E-01
ACT	2.77E+04	1.79E+02	2.36E+04	2.02E-01
BCT	1.69E+02	1.60E+04	1.62E+04	2.09E-01
AB	3.53E+04	3.58E+04	1.14E+02	9.99E+02
BC	2.40E+04	5.67E+00	2.43E+04	1.51E+01
AC	1.10E+01	1.60E+04	1.62E+04	6.64E+02
ABC	4.15E+04	3.41E+04	2.08E+04	1.88E+00

Tabla A-26 Detalles de Espectro de Energía del nivel 1, para una falla en la línea #3 localizada a 22.1 Km de la barra #3

Valores Máximos de Espectro de Energía				
Falla	ΔE_a	ΔE_b	ΔE_c	ΔE_g
AT	1.29E+04	2.41E+02	2.85E+02	1.94E+01
BT	2.78E+02	8.72E+03	2.08E+02	3.88E-01
CT	2.02E+02	1.47E+02	8.02E+03	1.68E-01
ABT	3.27E+04	3.32E+04	1.29E+02	1.32E-01
ACT	2.58E+04	1.90E+02	2.58E+04	1.18E-01
BCT	1.70E+02	1.99E+04	1.98E+04	6.83E-02
AB	3.29E+04	3.29E+04	4.87E+01	9.66E+02
BC	2.44E+04	4.23E+00	2.46E+04	1.34E+01
AC	8.29E+00	1.98E+04	1.99E+04	8.22E+02
ABC	3.95E+04	3.76E+04	1.93E+04	2.18E+00

ANEXO B: RESUMEN DEL ESPECTRO DE ENERGÍA NORMALIZADO PARA LA LOCALIZACIÓN DE LAS FALLAS.

En las tablas B-1 hasta B-12 se muestran los detalles de Espectro de Energía Normalizados para para la clasificación de las fallas de las simulaciones realizadas por el modelo propuesto.

Tabla B-1 Espectro de Energía Normalizados para una falla en línea #1 localizada a 3.2 Km de la barra #1

Valores Máximos de Espectro de Energía Normalizados			
Falla	$\Delta\widetilde{E}_a$	$\Delta\widetilde{E}_b$	$\Delta\widetilde{E}_c$
AT	1.00E+00	3.57E-02	4.42E-02
BT	3.90E-02	1.00E+00	3.90E-02
CT	5.74E-02	4.66E-02	1.00E+00
ABT	2.17E-01	2.12E-01	5.71E-02
ACT	1.19E-01	8.28E-02	2.86E-01
BCT	8.95E-02	2.20E-01	2.34E-01
AB	9.84E-01	9.87E-01	4.08E-02
AC	9.83E-01	9.85E-03	9.86E-01
BC	4.98E-03	9.87E-01	9.87E-01
ABC	1.44E-02	2.45E-01	1.76E-02

Tabla B-2 Espectro de Energía Normalizados para una falla en línea #1 localizada a 3.2 Km de la barra #2

Valores Máximos de Espectro de Energía Normalizados			
Falla	$\Delta\widetilde{E}_a$	$\Delta\widetilde{E}_b$	$\Delta\widetilde{E}_c$
AT	1.00E+00	3.66E-01	4.64E-01
BT	5.37E-01	1.00E+00	5.37E-01
CT	5.88E-01	3.15E-01	1.00E+00
ABT	4.37E-01	2.61E-01	9.42E-01
ACT	3.42E-01	8.37E-01	6.42E-01
BCT	1.00E+00	2.61E-01	6.99E-01
AB	9.30E-01	1.00E+00	3.35E-02
AC	9.18E-01	1.90E-02	1.00E+00
BC	2.03E-02	9.60E-01	1.00E+00
ABC	1.26E-02	1.39E-03	1.34E-02

Tabla B-3 Espectro de Energía Normalizados para una falla en línea #1 localizada a 6.4 Km de la barra #1

Valores Máximos de Espectro de Energía Normalizados			
Falla	$\Delta\widetilde{E}_a$	$\Delta\widetilde{E}_b$	$\Delta\widetilde{E}_c$
AT	1.00E+00	5.02E-02	5.49E-02
BT	5.63E-02	1.00E+00	5.63E-02
CT	5.79E-02	4.76E-02	1.00E+00
ABT	2.59E-01	2.03E-01	5.26E-02
ACT	1.85E-01	1.46E-01	3.19E-01
BCT	1.53E-01	2.21E-01	3.25E-01
AB	9.94E-01	9.88E-01	5.03E-03
AC	9.88E-01	1.23E-02	9.83E-01
BC	3.15E-03	9.90E-01	9.80E-01
ABC	1.46E-02	2.40E-01	1.91E-02

Tabla B-4 Espectro de Energía Normalizados para una falla en línea #1 localizada a 6.4 Km de la barra #2

Valores Máximos de Espectro de Energía Normalizados			
Falla	$\Delta\widetilde{E}_a$	$\Delta\widetilde{E}_b$	$\Delta\widetilde{E}_c$
AT	1.00E+00	3.59E-01	4.05E-01
BT	5.28E-01	1.00E+00	5.28E-01
CT	4.86E-01	2.87E-01	1.00E+00
ABT	5.18E-01	5.06E-01	6.78E-01
ACT	4.31E-01	6.87E-01	5.18E-01
BCT	8.22E-01	4.53E-01	4.95E-01
AB	9.35E-01	1.00E+00	3.44E-02
AC	9.13E-01	3.89E-02	1.00E+00
BC	2.16E-02	9.47E-01	9.92E-01
ABC	1.42E-02	2.60E-01	1.80E-02

Tabla B-5 Espectro de Energía Normalizados para una falla en línea #1 localizada a 9.6 Km de la barra #1

Valores Máximos de Espectro de Energía Normalizados			
Falla	$\Delta\widetilde{E}_a$	$\Delta\widetilde{E}_b$	$\Delta\widetilde{E}_c$
AT	1.00E+00	5.28E-02	5.73E-02
BT	5.65E-02	1.00E+00	5.65E-02
CT	5.96E-02	4.74E-02	1.00E+00
ABT	2.06E-01	1.63E-01	6.18E-02
ACT	1.39E-01	1.18E-01	2.89E-01
BCT	8.38E-02	1.79E-01	2.72E-01
AB	9.72E-01	9.90E-01	4.47E-03
AC	9.89E-01	1.64E-02	9.92E-01
BC	2.82E-03	9.86E-01	9.74E-01
ABC	1.33E-02	2.37E-01	1.67E-02

Tabla B-6 Espectro de Energía Normalizados para una falla en línea #1 localizada a 9.6 Km de la barra #2

Valores Máximos de Espectro de Energía Normalizados			
Falla	$\Delta\widetilde{E}_a$	$\Delta\widetilde{E}_b$	$\Delta\widetilde{E}_c$
AT	1.00E+00	3.81E-01	4.55E-01
BT	5.96E-01	1.00E+00	5.96E-01
CT	6.03E-01	3.32E-01	1.00E+00
ABT	3.57E-01	3.19E-01	6.61E-01
ACT	2.66E-01	7.58E-01	4.59E-01
BCT	1.00E+00	4.21E-01	3.38E-01
AB	9.53E-01	9.90E-01	1.00E-01
AC	9.34E-01	6.83E-02	9.83E-01
BC	3.54E-02	9.76E-01	8.01E-01
ABC	9.27E-03	2.47E-01	2.00E-01

Tabla B-7 Espectro de Energía Normalizados para una falla en línea #2 localizada a 3.1 Km de la barra #2

Valores Máximos de Espectro de Energía Normalizados			
Falla	$\Delta\widetilde{E}_a$	$\Delta\widetilde{E}_b$	$\Delta\widetilde{E}_c$
AT	1.00E+00	2.59E-01	3.26E-01
BT	4.31E-01	1.00E+00	2.91E-01
CT	4.43E-01	2.41E-01	1.00E+00
ABT	4.60E-01	2.49E-01	4.83E-01
ACT	3.91E-01	5.13E-01	5.21E-01
BCT	1.00E+00	2.58E-01	6.71E-01
AB	9.41E-01	9.81E-01	2.84E-02
AC	7.41E-01	1.25E-01	9.73E-01
BC	3.37E-02	9.60E-01	9.83E-01
ABC	1.22E-02	3.65E-03	1.25E-02

Tabla B-8 Espectro de Energía Normalizados para una falla en línea #2 localizada a 6.2 Km de la barra #2

Valores Máximos de Espectro de Energía Normalizados			
Falla	$\Delta\widetilde{E}_a$	$\Delta\widetilde{E}_b$	$\Delta\widetilde{E}_c$
AT	1.00E+00	1.15E-01	1.42E-01
BT	2.17E-01	1.00E+00	1.46E-01
CT	2.17E-01	1.22E-01	1.00E+00
ABT	3.50E-01	3.22E-01	3.87E-01
ACT	2.40E-01	5.35E-01	3.15E-01
BCT	4.44E-01	3.29E-01	2.82E-01
AB	9.57E-01	1.00E+00	2.45E-02
AC	9.35E-01	4.84E-02	1.00E+00
BC	2.89E-02	9.76E-01	1.00E+00
ABC	1.24E-02	1.30E-03	2.50E-03

Tabla B-9 Espectro de Energía Normalizados para una falla en línea #2 localizada a 9.3 Km de la barra# 2

Valores Máximos de Espectro de Energía Normalizados			
Falla	$\Delta\widetilde{E}_a$	$\Delta\widetilde{E}_b$	$\Delta\widetilde{E}_c$
AT	1.00E+00	4.33E-01	5.11E-01
BT	6.77E-01	1.00E+00	4.66E-01
CT	6.75E-01	3.99E-01	1.00E+00
ABT	2.96E-01	2.19E-01	2.71E-01
ACT	2.63E-01	7.84E-01	3.60E-01
BCT	4.43E-01	2.40E-01	2.61E-01
AB	9.36E-01	1.00E+00	1.46E-02
AC	9.14E-01	2.57E-02	1.00E+00
BC	5.23E-03	9.70E-01	1.00E+00
ABC	1.06E-02	1.14E-03	4.78E-03

Tabla B-10 Espectro de Energía Normalizados para una falla en línea #2 localizada a 3.1 Km de la barra #3

Valores Máximos de Espectro de Energía Normalizados			
Falla	$\Delta\widetilde{E}_a$	$\Delta\widetilde{E}_b$	$\Delta\widetilde{E}_c$
AT	1.00E+00	2.74E-02	3.17E-02
BT	2.88E-02	1.00E+00	2.88E-02
CT	2.81E-02	2.14E-02	1.00E+00
ABT	1.42E-01	1.09E-01	3.38E-03
ACT	1.72E-01	3.07E-02	1.22E-01
BCT	3.73E-02	1.45E-01	1.12E-01
AB	9.99E-01	9.92E-01	7.79E-03
AC	9.96E-01	1.03E-02	9.93E-01
BC	5.75E-03	9.97E-01	1.00E+00
ABC	1.24E-02	1.38E-03	3.31E-03

Tabla B-11 Espectro de Energía Normalizados para una falla en línea #2 localizada a 6.2 Km de la barra #3

Valores Máximos de Espectro de Energía Normalizados			
Falla	$\Delta\widetilde{E}_a$	$\Delta\widetilde{E}_b$	$\Delta\widetilde{E}_c$
AT	1.00E+00	1.37E-02	1.61E-02
BT	2.10E-02	1.00E+00	2.10E-02
CT	2.13E-02	1.79E-02	1.00E+00
ABT	1.51E-01	1.79E-01	1.64E-02
ACT	1.13E-01	3.74E-02	1.28E-01
BCT	1.20E-02	2.11E-01	1.16E-01
AB	9.95E-01	9.95E-01	5.30E-03
AC	9.89E-01	1.45E-02	1.00E+00
BC	2.39E-02	9.87E-01	1.00E+00
ABC	1.33E-02	1.80E-03	2.04E-03

Tabla B-12 Espectro de Energía Normalizados para una falla en línea #2 localizada a 9.3 Km de la barra #3

Valores Máximos de Espectro de Energía Normalizados			
Falla	$\Delta\widetilde{E}_a$	$\Delta\widetilde{E}_b$	$\Delta\widetilde{E}_c$
AT	1.00E+00	3.48E-02	3.57E-02
BT	4.27E-02	1.00E+00	4.27E-02
CT	4.20E-02	3.80E-02	1.00E+00
ABT	1.87E-01	1.68E-01	3.61E-02
ACT	1.41E-01	8.54E-02	3.06E-01
BCT	1.13E-01	1.85E-01	2.72E-01
AB	9.93E-01	9.83E-01	5.43E-03
AC	9.97E-01	1.15E-02	9.89E-01
BC	4.36E-03	9.89E-01	9.93E-01
ABC	1.32E-02	1.23E-03	1.05E-02

ANEXO C: DESEMPEÑO DEL MODELO PROPUESTO

En este anexo, se presentan algunos resultados de la evaluación del modelo para detectar y clasificar fallas, bajo diferentes escenarios que se pueden presentar en el sistema como son: tipos de fallas, localización, resistencia de falla, ángulo de inicio de la falla, etc.

En la Figura C- 1 se muestra el desempeño del método propuesto para detectar falla, en el cual se analiza un falla bifásica entre las Fases A y B, localizada en la línea 1 a 6.4 Km de la barra 2, con resistencia de falla de 40 ohm y ángulo de inicio de la falla en 270 grados, se observa que para esta falla el coeficiente de energía en las fases A y B supera el umbral prefijado anteriormente δ_d =2.43, es decir ΔEa & $\Delta Eb > \delta_d$, indicando esto que una falla bifásica ha ocurrido en el sistema.

El desempeño del método propuesto para clasificación de la falla es mostrado en la Figura C- 2, donde el coeficiente de energía normalizado tanto en la fase A como en la fase B supera el umbral prefijado anteriormente δ_f=1.02E-3, es decir $\Delta\tilde{E}_a$ & $\Delta\tilde{E}_b > \delta_f$, indicando esto que una falla bifásica ha ocurrido entre las fases A y B.

El resultado de la discriminación de falla entre fases es mostrado a través de la Figura C- 3, donde se evidencia que la corriente homopolar está por debajo del valor prefijado δ_g <50, lo que demuestra que estamos en presencia de una falla entre fases.

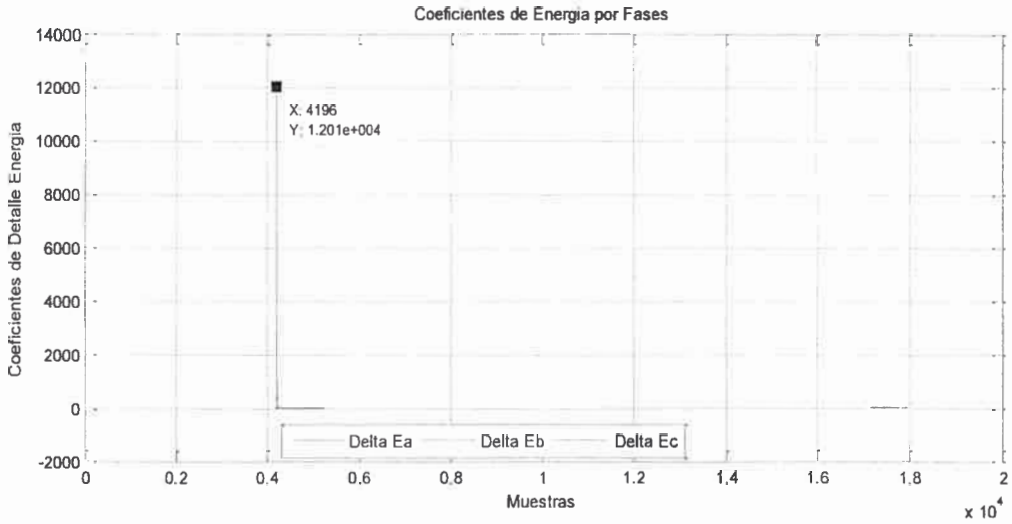


Figura C- 1 Coeficiente de Detalle de Energía para una falla bifásica entre las fases A y B en la línea 1 localizada a 6.4 Km vista desde la barra 2, con Rf=40 ohm y θ=27

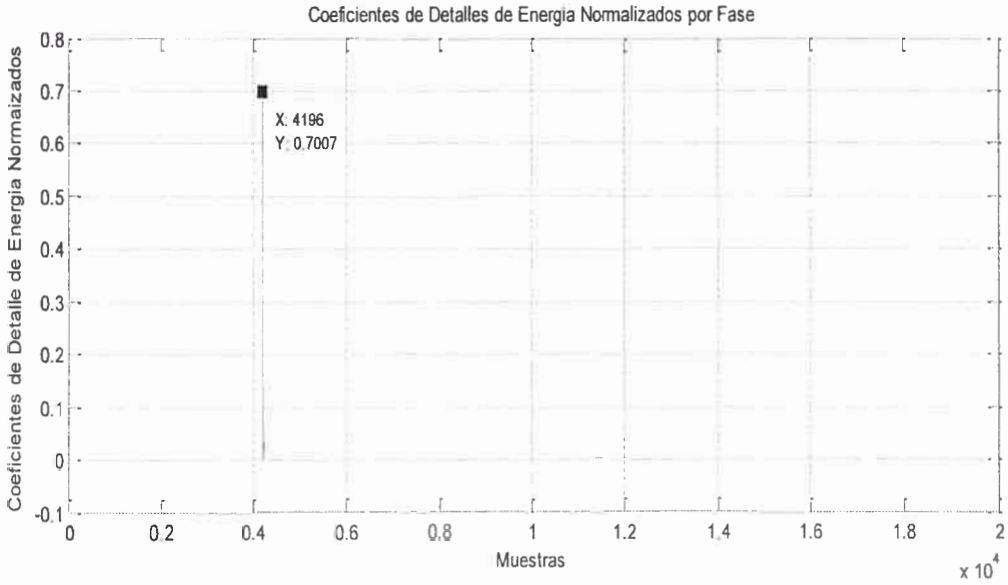


Figura C- 2 Coeficiente de Detalle de Energía Normalizado para una falla bifásica entre las fases A y B en la línea 1 localizada a 6.4 Km vista desde la barra 2, con Rf=40 ohm y θ=270

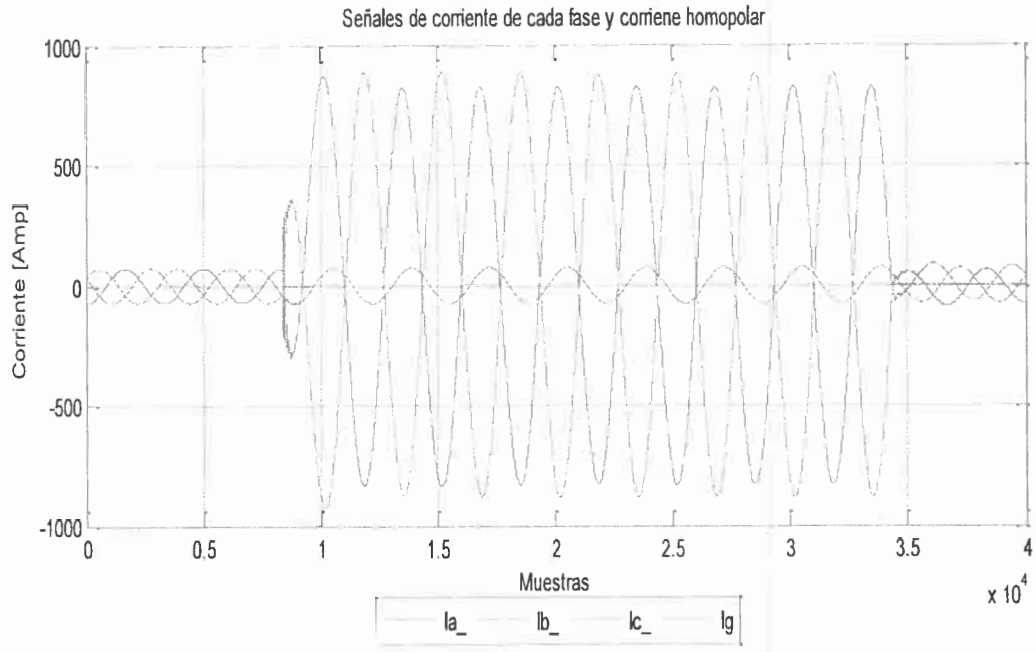


Figura C- 3 Señales de corriente medida en la barra 2, durante una falla entre las fase A y B en la línea 1 localizada a 6.4 Km vista desde la barra 2, con Rf=40 ohm y θ=270°

En la Figura C- 4 se muestra el desempeño del método propuesto para detectar fallas, en el cual se analiza un falla trifásica entre las Fases A, B y C, localizada en la línea numero 3 a 12.8 Km de la barra 1, con resistencia de falla de 0.1 ohm y ángulo de incidencia de 0 grados, se observa que para esta falla los coeficiente de energía en la fase A, B y C, supera el umbral prefijado anteriormente para el coeficiente de detalle, δ_d =2.43, es decir $\Delta Ea > \delta_d$, indicando esto que una falla ha ocurrido en el sistema.

El desempeño del método propuesto para clasificar las fallas, es mostrado en la Figura C- 5. Se observa que para esta falla el coeficiente de energía normalizado tanto en las fases A, B C supera el umbral prefijado anteriormente δ_f=1.02E-03, es decir $\Delta\widetilde{E}_a$, $\Delta\widetilde{E}_b$ y $\Delta\widetilde{E}_c > \delta_f$, indicando esto que una falla ha ocurrido entre las fases A, B y C.

A través de la Figura C- 6 se muestra que la corriente homopolar está por debajo del valor prefijado δ_g <50, lo que evidencia que estamos en presencia de una falla entre fases.

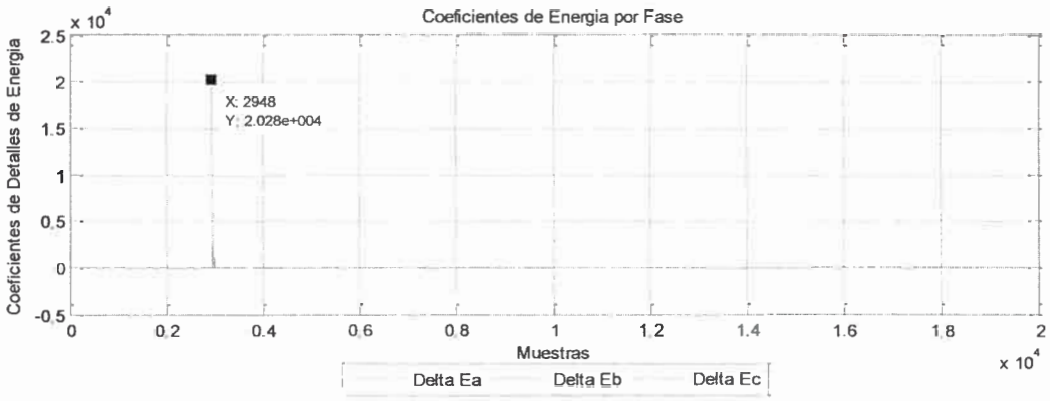


Figura C- 4 Coeficiente de Detalle de Energía para una falla trifásica entre las fases A, B y C en la línea 3 localizada a 12.8 Km vista desde la barra 1, con Rf=0.1 ohm y θ=0°

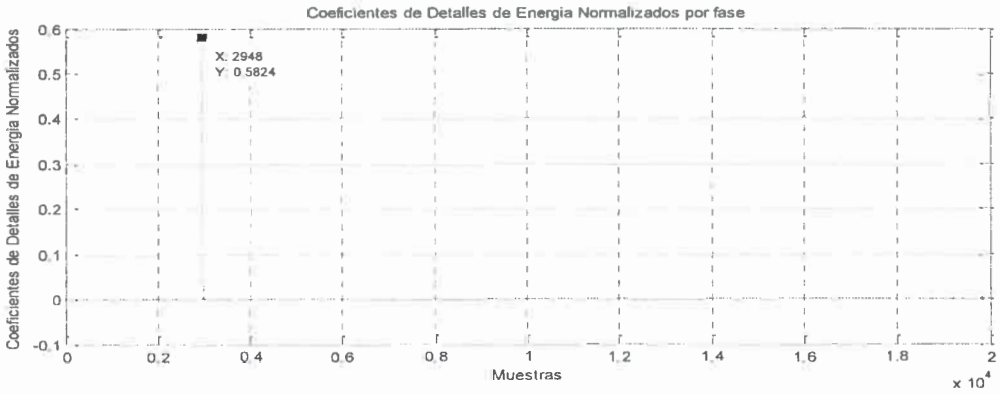


Figura C- 5 Coeficiente de Detalle de Energía Normalizado durante una falla entre las fase A, B y C en la línea 3, localizada a 12.8 Km vista desde la barra 1, con Rf=0.1 ohm y θ=0°

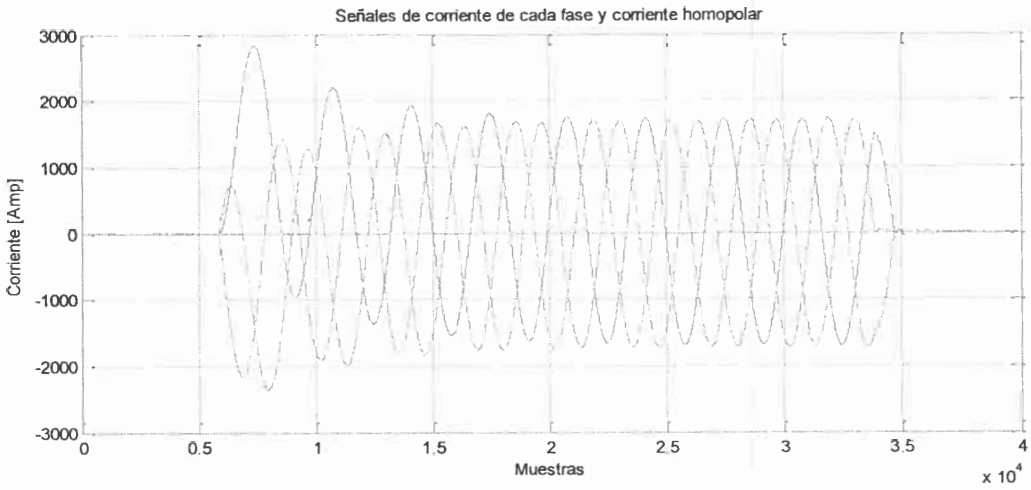


Figura C- 6 Señales de corriente medida en la barra 1, durante una falla entre las fase A, B y C en la línea 3 localizada a 12.8 Km vista desde la barra 1, con Rf=0.1 ohm y θ=0°

En la Figura C- 7 se muestra el desempeño del método propuesto para detectar fallas, en el cual se analiza una falla bifásica entre las Fases A, C y tierra, localizada en la línea 3 a 19 Km de la barra número 3, con resistencia de falla de 40 ohm y ángulo de incidencia de 150 grados. Se observa que para esta falla los coeficiente de energía en la fase A y C superan el umbral prefijado anteriormente δ_d=2.43, es decir $\Delta Ea > \delta_d$, indicando esto que una falla ha ocurrido en el sistema.

El desempeño del método propuesto para clasificar las fallas, es mostrado en la Figura C- 8. Se observa que para esta falla el Coeficiente de Energía Normalizado tanto en la fase A como en la fase C superan el umbral prefijado anteriormente δ_f=1.02E-03, es decir $\Delta\widetilde{E}_a$ y $\Delta\widetilde{E}_c > \delta_f$, indicando esto que una falla ha ocurrido entre las fases A y C.

A través de la Figura C- 9 se muestra que la corriente homopolar está por encima del valor prefijado δ_g>50, lo que evidencia que estamos en presencia de una falla a tierra.

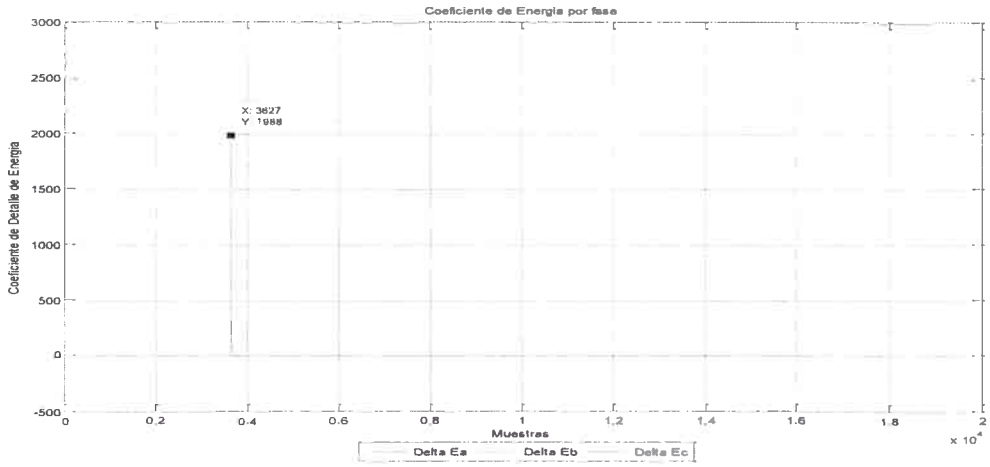


Figura C- 7 Coeficiente de Detalle de Energía para una falla bifásica entre las fases A, C y tierra en la línea 3 localizada a 19 Km vista desde la barra 3, con Rf=40 ohm y θ=150°

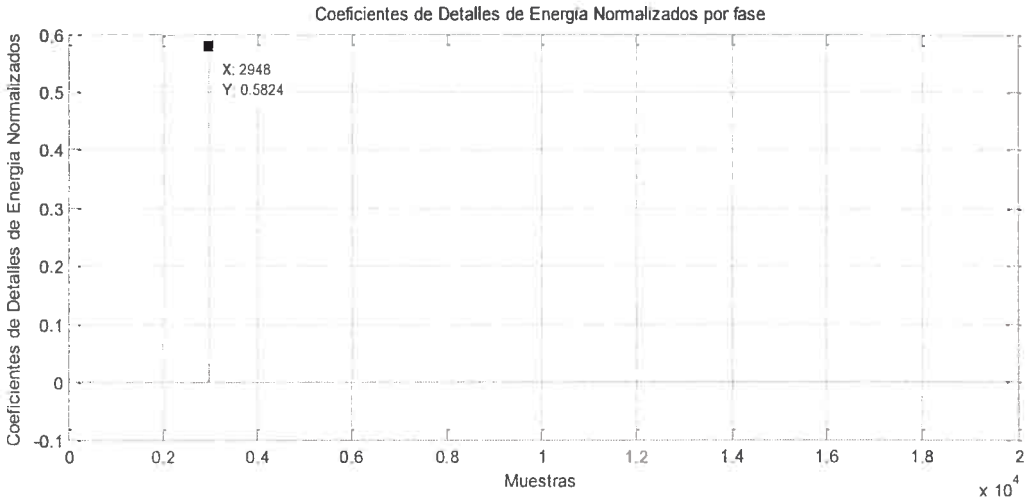


Figura C- 8 Coeficiente de Detalle de Energía Normalizado durante una falla entre las fases A, C y tierra en la línea 3, localizada a 19 Km vista desde la barra 3, con Rf=40 ohm y θ=150°

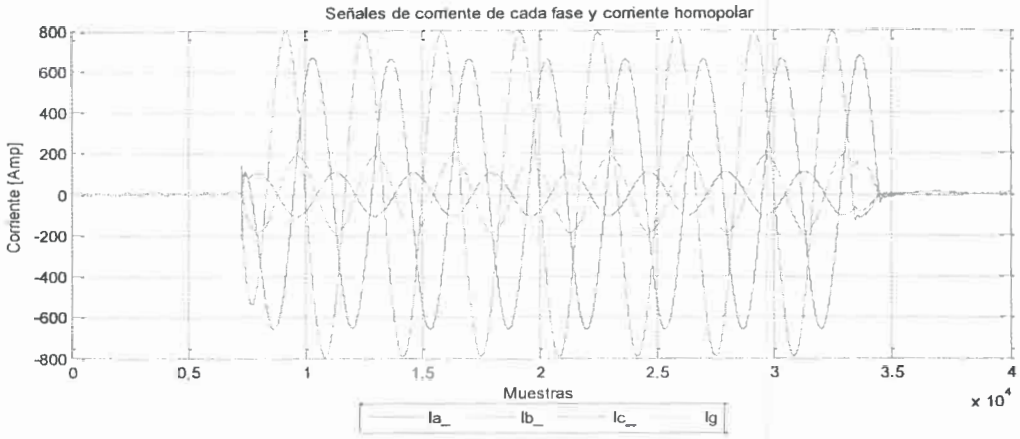


Figura C- 9 Señales de corriente medida en la barra 3, durante una falla entre las fases A, C y tierra en la línea 3 localizada a 19 Km vista desde la barra 3, con Rf=40 ohm y θ=150°.

En la Figura C-10 se muestra la evolución del entrenamiento de la red neuronal para localización de fallas del tipo bifásica. En esta red neuronal un total de 5670 casos fueron simulados de los cuales el 70% fue utilizado para entrenamiento, un 15% para prueba y el restante 15% para validación, la validación fue realizada a través del error cuadrático medio MSE.

El resumen de los resultados obtenidos para el entrenamiento, prueba y validación de la red neuronal, para la localización de fallas del tipo bifásica es mostrado en la Figura C- 11.

A través del modelo de regresión de la Figura C- 12, se evidencia que esta red neuronal explica la correlación los datos de forma adecuada, ya que las variables, en este caso distancia de ocurrencia de la falla, son explicadas adecuadamente por el modelo.

El comportamiento de la salida real Vs Simulada del modelo de red neuronal bifásica propuesto es mostrado en la Figura C- 13, se evidencia que existe una buena aproximación entre ambas curvas.

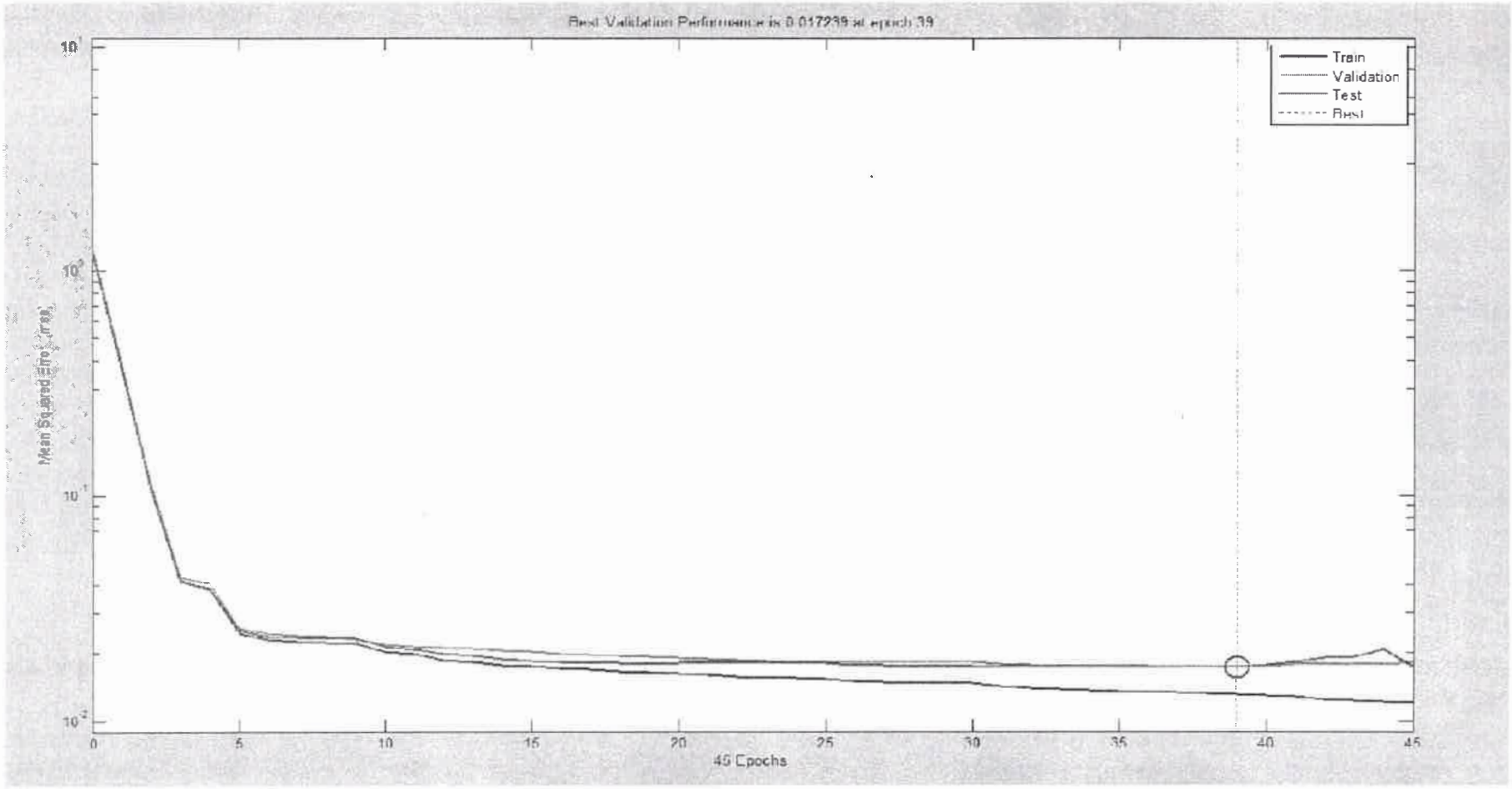


Figura C- 10 Desempeño el entrenamiento de la red neuronal Bifásica

Results

	Samples	MSE	R
Training:	5670	1.31635e-2	8.71775e-1
Validation:	1215	1.72390e-2	8.26986e-1
Testing:	1215	1.71933e-2	8.31048e-1

Figura C- 11 Resultado para entrenamiento, validación y prueba de la red neuronal

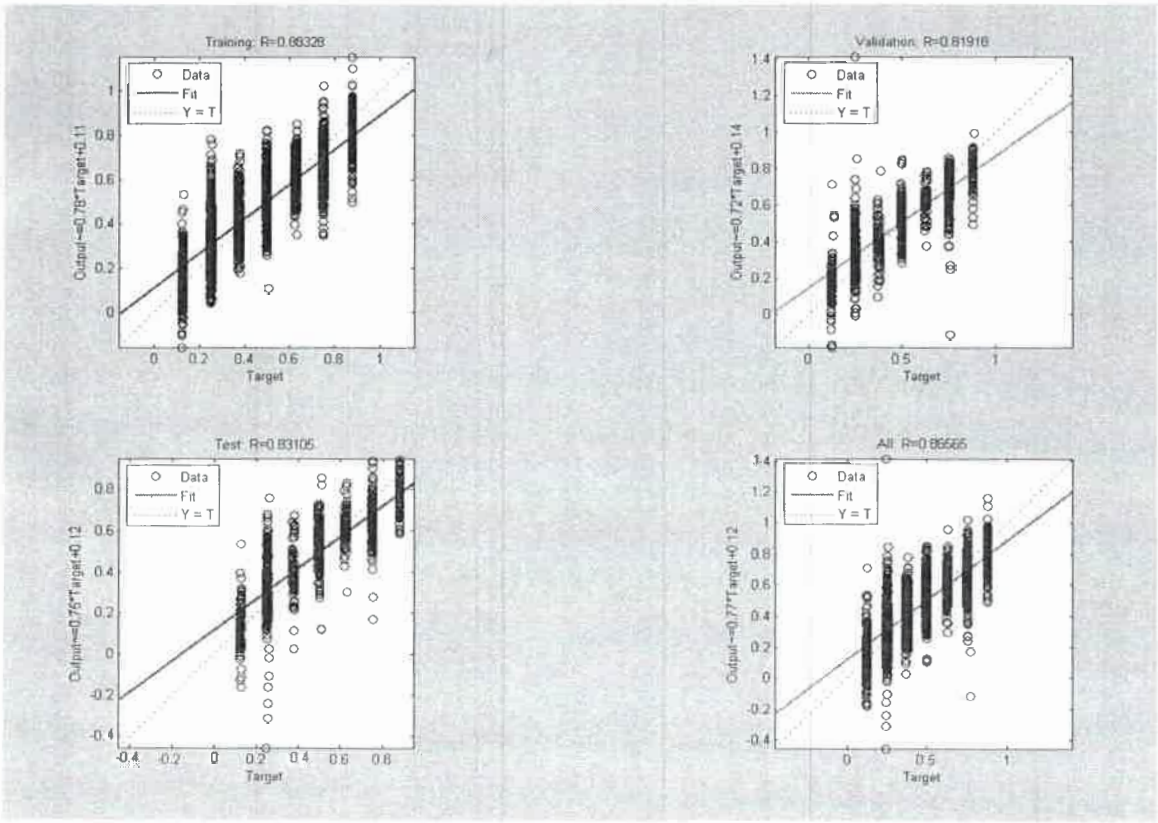


Figura C- 12 Correlación de los datos para entrenamiento, validación y prueba de la red neuronal bifásica

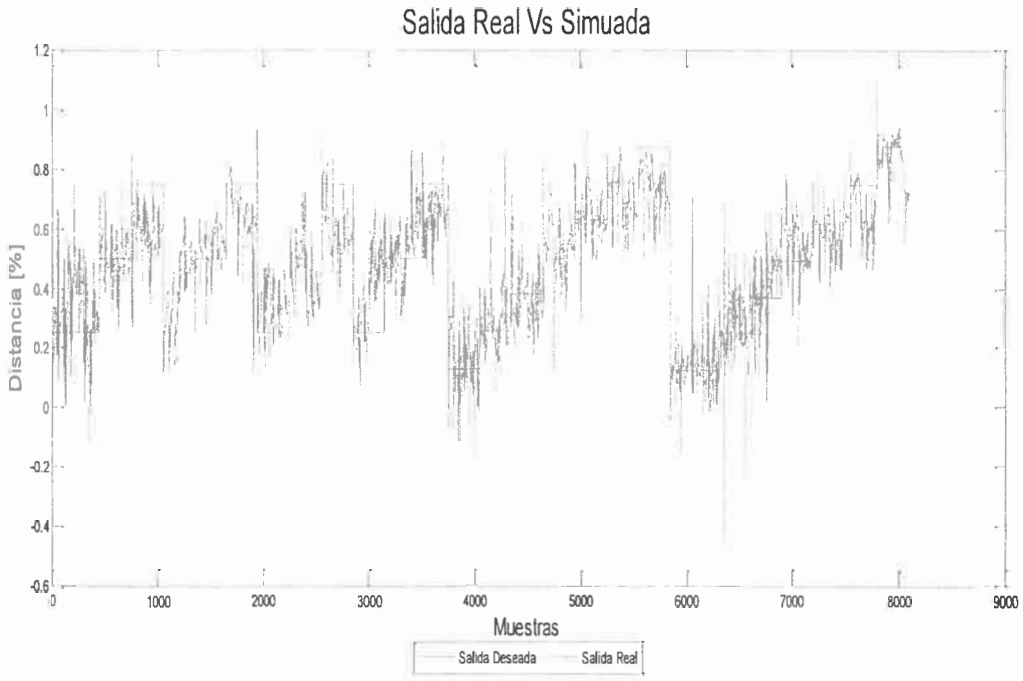


Figura C- 13 Salida Deseada Vs Salida Real de la red neuronal bifásica

En la Figura C- 14 se muestra la evolución del entrenamiento de la red neuronal para localización de fallas del tipo trifásica. En esta red un total de 1300 casos fueron simulados de los cuales el 70% fue utilizado para entrenamiento, un 15% para prueba y el restante 15% para validación, esta validación se realizada a través del error cuadrático medio MSE.

El resumen de los resultados obtenidos para el entrenamiento, prueba y validación de la red neuronal, para la localización de fallas del tipo trifásica es mostrado en la Figura C- 15.

A través del modelo de regresión de la Figura C- 16, se evidencia que esta red neuronal explica la correlación los datos de forma adecuada, ya que las variables, en este caso distancia de ocurrencia de la falla, son explicadas adecuadamente por el modelo.

El comportamiento de la salida real Vs Simulada del modelo de red neuronal trifásica propuesto es mostrado en la Figura C- 17, se evidencia que existe una buena aproximación entre ambas curvas.

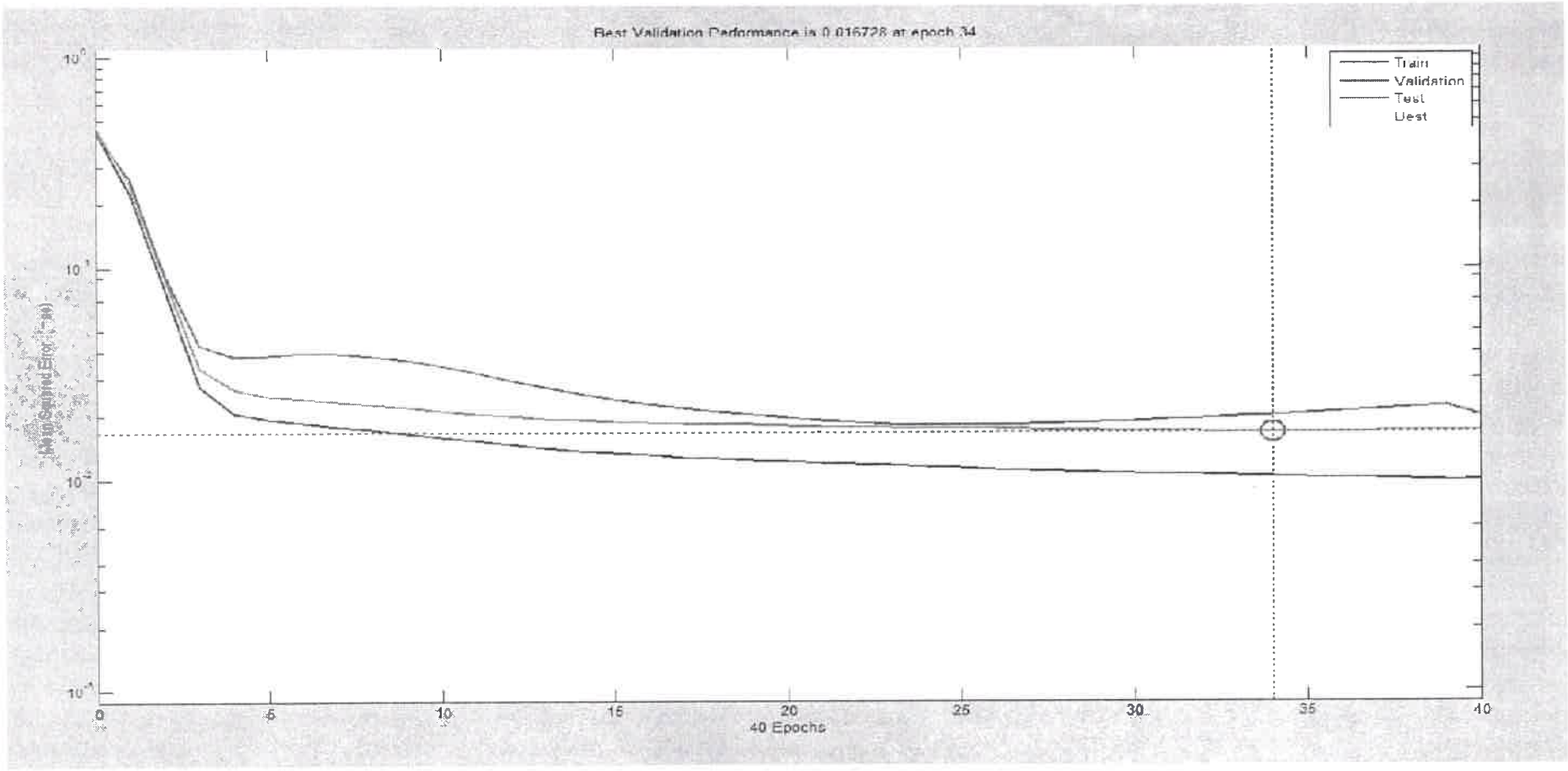


Figura C- 14 Desempeño del entrenamiento de la red neuronal trifásica

Results

	Samples	MSE	R
Training:	910	1.03193e-2	9.00628e-1
Validation:	195	1.67275e-2	8.26330e-1
Testing:	195	1.99819e-2	7.84383e-1

Figura C- 15 Resultado para entrenamiento, validación y prueba de la red neuronal trifásica

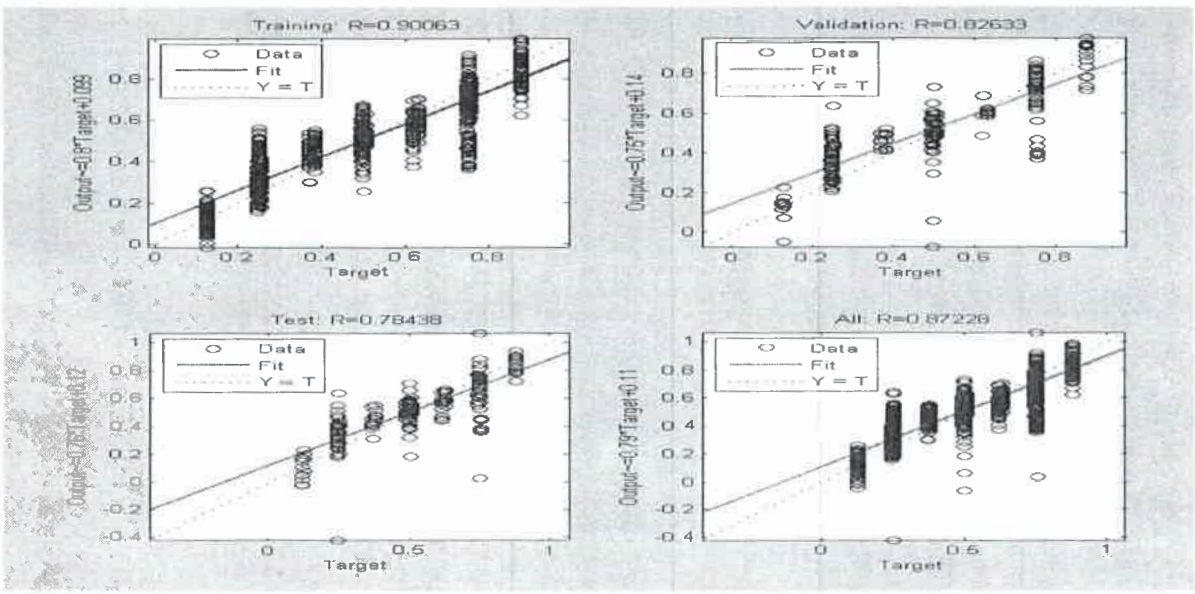


Figura C- 16 Correlación de los datos para entrenamiento, validación y prueba de la red neuronal trifásica

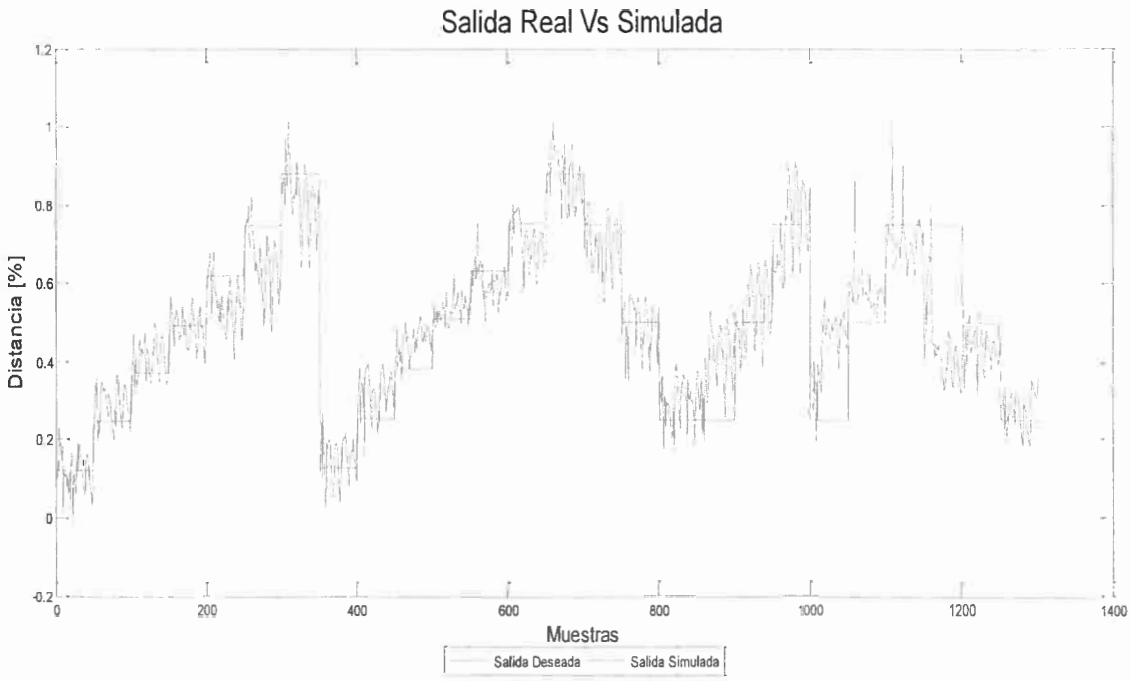


Figura C- 17 Salida Deseada Vs Salida Real de la red neuronal trifásica