



INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CIUDAD MADERO

División de Estudios de Posgrado e Investigación

Maestría en Ingeniería Eléctrica



TESIS

SIMULACIÓN DE RELEVADORES DE PROTECCIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FALLAS POR ONDA VIAJERA

Que para obtener el Grado de
Maestro en Ingeniería Eléctrica

Presenta
Ing. Miguel Eliel García Wong
G11071246

Director de Tesis
M.C. José De Jesús Durón Mendoza

Co-Director de Tesis
Dr. Gastón Hernández Martínez



SEP
SECRETARÍA DE
EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO

Instituto Tecnológico de Ciudad Madero

"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"

Cd. Madero, Tams., a **29 de Mayo de 2019**

OFICIO No.: U2.026/19
ÁREA: DIVISIÓN DE ESTUDIOS
DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN
ASUNTO: AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN
DE TESIS.

ING. MIGUEL ELIEL GARCÍA WONG
NO. DE CONTROL G11071246
PRESENTE

Me es grato comunicarle que después de la revisión realizada por el Jurado designado para su examen de grado de Maestría en Ingeniería Eléctrica, el cual está integrado por los siguientes catedráticos:

PRESIDENTE :	M.C.	JOSÉ DE JESÚS DURÓN MENDOZA
SECRETARIO:	DR.	GASTÓN HERNÁNDEZ MARTÍNEZ
VOCAL:	M.C.	HERMENEGILDO CISNEROS VILLEGAS
SUPLENTE:	M.C.	RAFAEL CASTILLO GUTIÉRREZ
DIRECTOR DE TESIS :	M.C.	JOSÉ DE JESÚS DURÓN MENDOZA

Se acordó autorizar la impresión de su tesis titulada:

"SIMULACIÓN DE RELEVADORES DE PROTECCIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FALLAS POR ONDA VIAJERA"

Es muy satisfactorio para esta División compartir con Usted el logro de esta meta, esperando que continúe con éxito su desarrollo profesional y dedique su experiencia e inteligencia en beneficio de México.

ATENTAMENTE

Excelencia en Educación Tecnológica
"Por mi patria y por mi bien"

DR. JOSÉ AARÓN MELO BANDA
JEFE DE LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS
DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN



SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA
TECNOLÓGICO NACIONAL
DE MÉXICO
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CIUDAD MADERO
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO
E INVESTIGACIÓN

c.c.p.- Archivo

Minuta

JAMB:RCG:jar



Av. 1º de Mayo y Sor Juana I. de la Cruz Col. Los Mangos, C.P. 89440, Cd. Madero, Tam.

Tel. 01 (833) 357 48 20, e-mail: dir01_cdmadero@tecnm.mx

www.tecnm.mx | www.cdmadero.tecnm.mx

Agradecimientos

Primero le agradezco a Dios por darme siempre la fortaleza, la sabiduría y el entendimiento para salir adelante ante todas las adversidades a lo largo de esta maestría y por enseñarme que las cosas siempre salen bien si confío en él.

Les agradezco a mis padres Miguel García y Leifa Wong por siempre guiarme por el buen camino, por apoyarme en toda esta travesía y porque sin ellos y el amor que me tienen nunca habría podido salir adelante.

A mis hermanos Luis Carlos Balboa y Leyfa Sophia Vackimes por ser mi motor para superarme ante las adversidades.

A mi novia Alma Jiménez por darme su apoyo y motivarme a seguir superándome a pesar de que en ocasiones las cosas parecían no salir bien siempre estuvo para apoyarme, creer en mí y entenderme.

Quiero expresar mi agradecimiento al M.C. José De Jesús Durón Mendoza asesor de este trabajo, por demostrarme que nunca se deja de aprender. Además de que él me motivó a hacer mis prácticas en la Comisión Federal de Electricidad y ayudarme a crecer profesionalmente.

A todos los maestros de la Maestría en Ingeniería Eléctrica.

Al Departamento de Protección y medición de Transmisión de la Comisión Federal De Electricidad por darme su apoyo en todas las dudas que tuve respecto a esta tesis y por enseñarme muchas cosas que me ayudan en mi crecimiento profesional.

A Grupo Zener por darme la oportunidad de aplicar los conocimientos adquiridos a lo largo de todos estos años de estudio.

A mi amigo Víctor Domínguez por que ha sido un gran apoyo a lo largo de toda mi carrera y en mi vida personal.

Dedicatoria

Este trabajo se lo dedico a mis padres y a mi novia que nunca dejaron de creer en mí y apoyarme.

Simulación De Relevadores De Protección Y Localización De Fallas Por Onda Viajera

Presenta: Ing. Miguel Eliel García Wong
Director de Tesis: M.C. José De Jesús Durón Mendoza
Programa: Maestría en Ingeniería Eléctrica

Resumen

El presente trabajo propone el uso de las ondas viajeras generadas por las fallas en las líneas de transmisión para crear esquemas de protección diferencial utilizando el primer frente de la onda viajera para determinar si una falla es interna o se encuentra fuera en una línea de protección o bus adyacente así como también implementar la localización de fallas de manera precisa utilizando el tiempo de llegada de la primera onda viajera a cada extremo de la línea de transmisión.

En este trabajo se modeló un equivalente de la red de transmisión sureste de la comisión federal de electricidad contemplando transformadores de instrumento, líneas de transmisión y fuentes equivalentes.

Protective Relays and Fault Location Simulations by Traveling Wave

Ing. Miguel Eliel García Wong

Abstract

The present work proposes the use of the traveling waves generated by the faults in the transmission lines to create differential protection schemes using the first front of the traveling wave to determine if a fault is internal or is outside in a line of protection or adjacent bus as well as implementing fault location accurately using the arrival time of the first traveling wave at each end of the transmission line.

In this work, an equivalent of the southeast transmission network of Comision Federal de Electricidad was modeled, contemplating instrument transformers, transmission lines and equivalent sources.

Contenido

Agradecimientos.....	i
Dedicatoria	ii
Resumen	iii
Índice De Figuras	ix
Índice De Tablas.....	xiii
1 Introducción	1
1.1 Antecedentes. [1] [2] [3].....	2
1.2 Planteamiento del problema.	4
1.3 Justificación.....	5
1.4 Objetivos.....	6
1.4.1 Objetivo general.	6
1.4.2 Objetivos específicos.....	6
1.5 Hipótesis	7
1.6 Alcances y limitaciones.	8
2 Esquemas De Protección De Lineas De Transmisión.....	1
2.1 Relevadores de protección. [1] [2]	2
2.1.1 Características funcionales de un sistema de protección.	3
2.1.2 Sensibilidad.	3
2.1.3 Selectividad.	3
2.1.4 Rapidez.....	3
2.1.5 Confiabilidad.....	4
2.2 Protección de sobrecorriente direccional 67. [4] [5] [6].....	5
2.2.1 Principio de operación del relevador 67.....	5

2.2.2	Criterios de ajuste de 67.	7
2.3	Protección de distancia. [4] [5]	9
2.3.1	Señales de polarización.	12
2.3.2	Acción de memoria.	13
2.3.3	Factor de compensación k_0 .	14
2.3.4	Efecto de la resistencia de falla.	15
2.3.5	Criterios de ajuste. [6]	16
2.3.6	Esquemas de teleprotección. [5]	18
2.3.7	Detector de oscilaciones de potencia. [5]	21
2.3.8	Función de cierre sobre falla. [5]	22
2.3.9	Función de bloqueo por vector de carga. [5]	22
2.4	Protección de comparación de fase. [4]	23
2.5	Protección diferencial de línea 87L. [4] [5]	25
2.5.1	Canales de comunicación. [4]	29
2.5.2	Elemento diferencial de plano alfa.	31
2.5.3	Relevador diferencial de onda viajera. [7]	33
2.5.4	Criterios de ajuste para relevador diferencial. [6]	39
2.6	Comparación de los esquemas de protección de líneas de transmisión.	42
3	Localización De Fallas En Líneas De Transmisión	44
3.1	Objetivo de la ubicación de la falla y su importancia. [8] [9] [10]	45
3.2	Localizadores de falla versus relevadores de protección. [8] [11]	46
3.3	Errores de la localización de fallas. [12] [13]	47
3.4	Métodos de localización de fallas en líneas de transmisión. [4] [7] [14] [15]	49
3.4.1	Métodos basados en la impedancia.	49
3.4.2	Métodos basados en el reconocimiento de patrones de onda viajera.	52

4	Modelado Dispositivos Del Sistema De Potencia	59
4.1	Líneas de transmisión. [1] [2] [3] [16]	60
4.1.1	Parámetros de una línea de transmisión trifásica.	63
4.1.2	Compensación serie de líneas de transmisión.	63
4.1.3	Modelado de líneas de transmisión en Simulink.....	64
4.2	Fuentes trifásicas.	72
4.3	Transformadores de instrumentos [18].....	74
4.3.1	Transformadores de corriente.....	74
4.3.2	Modelado en AtpDraw de transformador saturable.	78
4.3.3	Saturación del transformador de corriente en ATPDraw.	82
4.3.4	Modelo de TC's en Simulink.	83
4.3.5	Saturación de TC en Simulink.	85
4.4	Fallas eléctricas en líneas de transmisión. [4] [5] [13] [19]	86
4.5	Comprobación del sistema.....	92
5	Modelado De Elementos Para Relevadores De Protección.	96
5.1	Elementos de los relevadores digitales. [4]	97
5.2	Evolución de los relevadores. [4]	97
5.2.1	Relevadores electromecánicos.	97
5.2.2	Relevadores estáticos.	98
5.2.3	Relevadores digitales.....	98
5.3	Bloques Funcionales de un Relevador Digital de Protección. [20]	99
5.3.1	Relevador basado en microprocesador.....	100
5.3.2	Subsistema de entrada digital.....	106
5.3.3	Unidad Central de Procesamiento.	106
5.3.4	Memoria.	106

5.3.5	Subsistema de salida digital.	107
5.3.6	Filtros digitales.	107
6	Modelado Esquemas De Onda Viajera.	108
6.1	Adquisición de datos y procesamiento de señales. [15] [21]	109
6.1.1	Frecuencia de muestreo.	109
6.1.2	Filtrado antialiasing y pasa banda.	110
6.2	Análisis modal en Simulink.	112
6.3	Lógica de detección de fase fallada.	113
6.4	Lógica de detección de falla interna.	115
6.5	Detección del tiempo de llegada de la onda viajera.	118
6.6	Velocidad de propagación de la línea de transmisión.	119
6.7	Pruebas en esquema de protección diferencial de onda viajera.	121
6.7.1	Falla monofásica	123
6.7.2	Falla trifásica	127
6.8	Localización de fallas en líneas de transmisión.	130
	Conclusiones.	131
	Referencias	133

Índice De Figuras

<i>Figura 2.1 Dirección de las corrientes ante fallas.....</i>	<i>5</i>
<i>Figura 2.2 Dirección a la que mira el relevador.</i>	<i>6</i>
<i>Figura 2.3 Fasores falla hacia atrás y hacia adelante.</i>	<i>6</i>
<i>Figura 2.4 Relevador de distancia.</i>	<i>10</i>
<i>Figura 2.5 Característica tipo impedancia a) condición de no disparo b) condición de disparo.</i>	<i>11</i>
<i>Figura 2.6 a) Característica tipo Mho. b) Característica tipo Mho lenticular. c) Característica tipo Mho tomate.....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 2.7 a) Característica tipo Ohm. b) Característica tipo cuadrilateral.....</i>	<i>12</i>
<i>Figura 2.8 Característica de la resistencia de arco.....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 2.9 Característica de la Resistencia de arco y característica MHO.....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 2.10 Efecto del infeed.</i>	<i>18</i>
<i>Figura 2.11 Zonas de protección de distancia.</i>	<i>19</i>
<i>Figura 2.12 Oscilaciones de potencia vistas en el plano R-X.....</i>	<i>21</i>
<i>Figura 2.13 Zona de bloqueo de carga.....</i>	<i>23</i>
<i>Figura 2.14 Diagrama de esquema de comparación de fase de media onda.</i>	<i>25</i>
<i>Figura 2.15 Principio de la protección diferencial.....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 2.16 Principio de protección diferencial con elemento de restricción.</i>	<i>26</i>
<i>Figura 2.17 Principio de esquema diferencial con canal de comunicación.</i>	<i>27</i>
<i>Figura 2.18 Pendiente característica de operación.</i>	<i>28</i>
<i>Figura 2.19 Característica ideal del plano alfa.....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 2.20 Característica de operación del plano alfa.....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 2.21 Circuito equivalente de un segmento de dos conductores de una línea de transmisión.</i>	<i>34</i>
<i>Figura 2.22 Línea con falla y las ondas que viajan desde el fallo hacia las terminales de la línea.</i>	<i>36</i>
<i>Figura 2.23 Falla interna y externa en línea de transmisión.....</i>	<i>38</i>
<i>Figura 2.24 Ondas viajeras para fallas externas.....</i>	<i>38</i>

<i>Figura 2.25 Ondas viajeras para fallas internas.</i>	39
<i>Figura 2.26 Pendiente de la característica diferencial.</i>	40
<i>Figura 3.1 Perfil de voltaje de secuencia negativa que explica el método de localización de fallas de impedancia de doble terminal.</i>	51
<i>Figura 3.2 Diagrama de Bewley del método de doble terminal de onda viajera.</i>	55
<i>Figura 4.1 Estructura básica de una línea de transmisión aérea.</i>	61
<i>Figura 4.2 Sección transversal de conductores.</i>	62
<i>Figura 4.3 Distribución asimétrica de conductores en estructuras.</i>	63
<i>Figura 4.4 Representación de una línea de transmisión con compensación serie.</i>	64
<i>Figura 4.5 Equivalente del sistema en ASPEN OneLiner.</i>	65
<i>Figura 4.6 Estructura de disposición horizontal de fases</i>	66
<i>Figura 4.7 Modelo de la estructura de la línea A3360.</i>	67
<i>Figura 4.8 Parámetros de impedancia de la línea A3360 en ASPEN OneLiner.</i>	67
<i>Figura 4.9 Bloque Distributed Parameters Line.</i>	68
<i>Figura 4.10 Modelo de dos puertos de una línea monofásica.</i>	68
<i>Figura 4.11 Parámetros del bloque.</i>	69
<i>Figura 4.12 Capacitor serie con protección.</i>	70
<i>Figura 4.13 Parámetros del capacitor serie en línea A3360.</i>	70
<i>Figura 4.14 Bloque de capacitor Serie de Simulink.</i>	72
<i>Figura 4.15 Equivalente del bus de Chinameca potencia.</i>	72
<i>Figura 4.16 Bloques Three Phase Source y Mutual Impedance.</i>	73
<i>Figura 4.17 Parámetros del Bloque Three-Phase Source.</i>	73
<i>Figura 4.18 Parámetros del bloque Three-Phase Mutual Inductance Z1-Z0.</i>	74
<i>Figura 4.19 Parámetros del TC.</i>	79
<i>Figura 4.20 Curva de saturación Irms vs Vrms</i>	79
<i>Figura 4.21 Parámetros de transformador saturable de AtpDraw.</i>	80
<i>Figura 4.22 Curva característica de TC en ATPDraw.</i>	80
<i>Figura 4.23 Transformador de corriente en ATPDraw.</i>	81
<i>Figura 4.24 Corriente primaria en TC.</i>	81
<i>Figura 4.25 Corriente Secundaria en TC.</i>	81
<i>Figura 4.26 Corrientes Primaria y Secundaria del TC.</i>	82

<i>Figura 4.27 Corriente secundaria del TC en saturación por corriente primaria alta.</i>	82
<i>Figura 4.28 Corriente secundaria del TC en saturación por Burden alto.</i>	83
<i>Figura 4.29 Curva de saturación I vs Flujo.</i>	84
<i>Figura 4.30 Modelo de TC saturable en Simulink.</i>	84
<i>Figura 4.31 Parámetros del bloque Saturable Transformer.</i>	84
<i>Figura 4.32 Corriente secundaria del TC en saturación por corriente primaria alta</i>	85
<i>Figura 4.33 Corriente secundaria del TC en saturación por Burden alto.</i>	85
<i>Figura 4.34 Comportamiento de voltajes y corrientes de falla en líneas de transmisión.</i>	87
<i>Figura 4.35 Falla cross-country en diferentes fases falla de líneas paralelas.</i>	89
<i>Figura 4.36 Inversión de corriente en líneas compensadas.</i>	90
<i>Figura 4.37 Inversión de corriente en una línea con compensación serie.</i>	91
<i>Figura 4.38 Modelo del sistema de 400kV en Simulink.</i>	92
<i>Figura 4.39 Bloque Three-Phase Fault.</i>	93
<i>Figura 4.40 Corriente de falla en la fase A.</i>	93
<i>Figura 4.41 Corriente de falla en la fase B.</i>	93
<i>Figura 4.42 Corriente de falla en fase C.</i>	94
<i>Figura 4.43 Corriente de falla en la fase B.</i>	94
<i>Figura 5.1 Bloques funcionales de un relevador digital.</i>	100
<i>Figura 5.2 Diagrama de bloques de un sistema de adquisición de datos.</i>	102
<i>Figura 5.3 Efecto aliasing en señales muestreadas.</i>	104
<i>Figura 5.4 Circuito simple de muestreo y retención.</i>	105
<i>Figura 6.1 Bloque Zero-order hold.</i>	109
<i>Figura 6.2 Parámetros del bloque Zero-order hold.</i>	110
<i>Figura 6.3 Bloque Analog Filter Design.</i>	110
<i>Figura 6.4 Parámetros del bloque Analog Filter Design.</i>	111
<i>Figura 6.5 Circuito de muestreo y filtrado.</i>	112
<i>Figura 6.6 Fase de secuencia alfa con marco de referencia de la fase A.</i>	112
<i>Figura 6.7 Fase de secuencia alfa con marco de referencia de la fase B.</i>	112
<i>Figura 6.8 Fase de secuencia alfa con marco de referencia de la fase C.</i>	113
<i>Figura 6.9 Lógica de detección de fase fallada.</i>	113
<i>Figura 6.10 Señales de corriente antes de lógica de fase fallada.</i>	114

<i>Figura 6.11 Señales de corriente después de la lógica de fase fallada.</i>	115
<i>Figura 6.12 Lógica de detección de falla interna.</i>	116
<i>Figura 6.13 Polaridad de la onda viajera para fallas internas.</i>	117
<i>Figura 6.14 Polaridad de la onda viajera para fallas externas.</i>	118
<i>Figura 6.15 Señal de corriente mostrando el pico más alto.</i>	119
<i>Figura 6.16 Ondas viajeras local y remota.</i>	120
<i>Figura 6.17 Señal de voltaje.</i>	121
<i>Figura 6.18 Modelo equivalente de la red Sureste de CFE.</i>	122
<i>Figura 6.19 Disparo de función 87 con falla de alta resistencia.</i>	123
<i>Figura 6.20 Disparo de la función 87 con falla franca.</i>	124
<i>Figura 6.21 Disparo de la función 87 falla de alta impedancia.</i>	125
<i>Figura 6.22 Disparo con falla externa de alta impedancia.</i>	126
<i>Figura 6.23 Disparo con falla interna Vmax trifásica.</i>	127
<i>Figura 6.24 Disparo con falla interna V0 trifásica.</i>	128
<i>Figura 6.25 Disparo 87 falla externa trifásica.</i>	129

Índice De Tablas

<i>Tabla 2.1 Señales de polarización de la característica MHO.</i>	<i>14</i>
<i>Tabla 2.2 Comparación de métodos algoritmos.</i>	<i>33</i>
<i>Tabla 2.3 Comparación de principios de protección diferencial.....</i>	<i>42</i>
<i>Tabla 3.1 Parámetros utilizados para localización de impedancia de una sola terminal. ..</i>	<i>50</i>
<i>Tabla 4.1 Parámetros de los capacitores.....</i>	<i>71</i>
<i>Tabla 4.2 Parámetros de la fuente equivalente.....</i>	<i>72</i>
<i>Tabla 4.3 Corrientes de falla en los buses.</i>	<i>76</i>
<i>Tabla 4.4 Relación de transformación y relación de vueltas de los TC's.....</i>	<i>77</i>
<i>Tabla 4.5 Clase de los TC's para protección.....</i>	<i>78</i>
<i>Tabla 4.6 Comparación de corrientes de falla.....</i>	<i>94</i>
<i>Tabla 6.1 Tiempo de puntos máximos y cruces por cero del voltaje.....</i>	<i>122</i>
<i>Tabla 6.2 Resultados de la localización de fallas y su error.</i>	<i>130</i>

1 Introducción

1.1 Antecedentes. [1] [2] [3]

El desarrollo de la corriente alterna hizo posible hacer la conexión entre varias estaciones eléctricas, y de esta manera creció el número de consumidores, líneas de transmisión, generadores y demás dispositivos, así fue como empezaron los sistemas eléctricos de potencia.

A causa de estos cambios y la complejidad de los nuevos sistemas, generar, transmitir y utilizar de forma práctica y eficiente la energía eléctrica, requiere de equipo especializado que mantenga la calidad del suministro eléctrico y parámetros como voltaje, corriente, forma de onda, frecuencia, etc., sin interrupciones o alteraciones. Los *relevadores de protección* son equipos encargados de mantener el sistema en condiciones óptimas, detectan todas las fallas eléctricas y condiciones anormales de operación que causen estrés en el sistema, desconectan el mínimo de equipo necesario para liberar la falla y restablecen de forma rápida a condiciones normales de operación si el disturbio fue liberado correctamente.

Las líneas de transmisión son los elementos de los sistemas eléctricos de potencia más susceptibles a fallas, debido a que están expuestas a las condiciones climatológicas tales como tormentas, rayos, nieve, congelamiento y cortocircuitos causados por aves o cualquier otro objeto. En gran parte de los casos estas fallas ocasionan daños mecánicos los cuales deben repararse antes de regresar a la línea a su condición normal de servicio. La restauración de la falla se puede acelerar si se conoce la localización de la falla o si se estima con exactitud.

La localización de fallas ha sido de mucho interés para los ingenieros e investigadores por muchos años ya que esto causa un gran impacto en el sistema debido a que sería complicado buscar una falla en una línea que mide decenas de kilómetros de largo.

La tendencia de las protecciones es que cada vez sean más veloces, tener menos interrupciones, lo que equivale a mayores ganancias, reducir el desgaste en transformadores y generadores, mejorar la seguridad del sistema y la calidad de la potencia.

Algunas de las protecciones primarias y de respaldo más utilizadas son, la protección de distancia (21L), la protección de comparación direccional (85L) y la protección diferencial de línea (87L), conocer sus alcances y limitaciones se vuelve indispensable para cualquier ingeniero de protecciones que desee proteger una línea de transmisión.

Una de las mayores dificultades y por la cual la protección de líneas de transmisión está considerada como una de las más complejas aplicaciones que tiene la protección eléctrica, es el de contemplar el gran volumen de información y factores que influyen en la elección y ajuste de los relevadores, la variedad de configuraciones y niveles de voltaje que pueden existir en la topología de red han dificultado la detección precisa de las fallas, por lo cual se deben realizar estudios que permiten corroborar y encontrar soluciones eficientes a la problemática presente en las líneas de transmisión.

Actualmente la mayoría de los relevadores están basados en medición fasorial, lo cual representa una velocidad de aproximadamente 0.5 a 1.5 ciclos (8.3 ms a 25 ms) mientras que los relevadores que utilizan el principio de onda viajera los hacen en 2 ms a 4ms.

Los primeros trabajos de relevadores aplicando onda viajera datan de los años 70's, pero en esa época no existía la posibilidad de aplicarlos debido a que la tecnología no era tan avanzada como ahora, por ejemplo, en convertidores análogo-digitales, canales de comunicación más rápidos y herramientas de simulación más sofisticadas por mencionar algunas.

Este trabajo estará enfocado en la simulación de un relevador y localizador de fallas a partir de la onda viajera por medio de un software especializado, y demostrar las ventajas que puede tener la implementación de este método

1.2 Planteamiento del problema.

El incremento en el número de nuevas líneas de transmisión largas, así como el uso de líneas compensadas hace necesario implementar métodos para la detección de la falla en el lugar preciso de la misma, para poder restaurarla lo más rápido posible, de esta manera se pueden evitar comportamientos anormales en el sistema, así como prescindir de la exhaustiva búsqueda del percance en la línea cuando está en terrenos de difícil acceso (cerros, barrancos, despeñaderos, etc.). Un problema que promueve desbalances y oscilaciones desde el punto de vista de estabilidad transitoria en el sistema eléctrico de potencia e inclusive puede dañar equipo, es el tiempo de operación de las protecciones primarias en líneas de transmisión, que son las que actúan de forma inmediata cuando ocurre un disturbio y son las responsables de eliminar una falla con la mínima afectación al sistema.

Una parte tan crítica como lo son las líneas de transmisión requiere estar preparado con la mejor elección posible ante cualquier contingencia que se presente, por lo cual se vuelve de vital importancia conocer los alcances de los relevadores a utilizar ante diferentes configuraciones de línea y fallas de difícil detección.

Por lo tanto ¿Qué beneficios se pueden obtener en el sistema eléctrico de potencia mediante la simulación de esquemas de protección y localización de fallas por onda viajera en líneas de transmisión?

1.3 Justificación.

El transporte de energía eléctrica hasta el usuario puede representar ganancias económicas para quien recibe la energía y para el que la suministra, los sistemas de protecciones son los encargados de hacer que esta cadena no sufra alteraciones, y el cliente tenga continuidad y calidad de energía al existir una contingencia. El uso de líneas compensadas en los sistemas de potencia hace difícil la detección de fallas debido a que los compensadores en serie cambian impedancia del sistema.

Este proyecto pretende crear una herramienta didáctica simulando protecciones eléctricas por onda viajera para el análisis y contingencia de fallas en líneas de transmisión con o sin compensación serie, puede servir para determinar la solución de algún problema en el sistema y también puede ser usado para demostrar la efectividad del uso de patrones de onda viajera aplicada a la protección del sistema eléctrico

1.4 Objetivos.

1.4.1 Objetivo general.

Simular un relevador de localización de fallas y protección basado en patrones de onda viajera mediante un software especializado para detectar fallas en diversos sistemas de transmisión simulados, tomando en cuenta los dispositivos como: generadores, reactores, transformadores, etc.

1.4.2 Objetivos específicos.

Modelar en Simulink un equivalente del sistema de la red de 400 kV de la comisión federal de electricidad utilizando los valores reales que contemple los siguientes elementos:

Lineas de transmisión.

Compensadores en serie para lineas de transmisión.

Fuentes trifásicas

Transformadores de corriente.

Relevador de protección

Localizador de fallas

Modelar los siguientes escenarios de falla

Fallas internas sólidamente aterrizadas

Fallas internas con resistencia de falla a tierra

Fallas externas sólidamente aterrizadas

Fallas externas con resistencia de falla a tierra

1.5 Hipótesis.

Con el modelado de un relevador de onda viajera se podría tener una herramienta para observar que tanto afecta un disturbio los sistemas eléctricos, la velocidad con la cual una falla puede ser liberada y también el comportamiento transitorio de la falla y su comportamiento en distintos escenarios en la red eléctrica.

1.6 Alcances y limitaciones.

Este trabajo estará enfocado a la simulación de un relevador comercial mediante un software, determinar su operación en líneas de transmisión con distintos tipos de fallas, por lo cual no se hará una adquisición de datos, todo será de forma teórica debido a que no se cuenta con ese relevador para realizar las pruebas.

*2 Esquemas De Protección De
Lineas De Transmisión*

2.1 Relevadores de protección. [1] [2]

La función principal de la protección por relevadores es originar el retiro rápido del servicio de cualquier elemento de un sistema de potencia cuando este sufre un cortocircuito o cuando empieza a funcionar en cualquier forma anormal que pueda originar daño o interfiera de otra manera con el funcionamiento eficaz del resto del sistema.

El equipo de protección esta ayudado en esta tarea por:

Transformadores de instrumentos.

Los transformadores de instrumentos (TP's y TC's), son el enlace entre el sistema de potencia (alto voltaje) y los relevadores de protección (bajo voltaje). Sirven de aislamiento y reducen los niveles de voltaje y corriente a valores que los relevadores pueden manejar.

Interruptores.

Son dispositivos mecánicos o neumáticos, controlados eléctricamente por el relevador, con la capacidad de conducir momentáneamente la corriente máxima de cortocircuito e interrumpirla, para aislar los elementos del sistema de potencia que se encuentran en falla o con algún comportamiento anormal.

Banco de baterías.

Su principal objetivo es el de proveer al relevador de protección, la energía necesaria para su correcto funcionamiento. De igual forma este banco de baterías alimenta a los interruptores controlados por los relevadores.

Cargadores de baterías.

Es el encargado de monitorear y recargar el banco de baterías.

2.1.1 Características funcionales de un sistema de protección.

Los equipos de protección son un conjunto de dispositivos encargados de mantener la continuidad del sistema eléctrico de potencia, y deben reunir las siguientes características:

2.1.2 Sensibilidad.

La protección debe saber distinguir inequívocamente las situaciones de falla de aquellas que no lo son, estableciendo magnitudes mínimas necesarias que permitan distinguir la diferencia entre estas.

2.1.3 Selectividad.

La selectividad es la capacidad que debe tener la protección para, una vez detectada la existencia de una falla, discernir si la misma se ha producido dentro o fuera de su área de vigilancia y desconectar solo el equipo necesario para liberar la falla.

2.1.4 Rapidez.

Tras haber sido detectada una falla, esta debe ser despejada lo más rápido posible. Cuanto menos tiempo se tarde en aislar la falla, menos se extenderán sus efectos y menores daños (equipo, personal) y alteraciones se producirán en el sistema.

2.1.5 Confiabilidad.

Es una medida del grado de certeza que el relevador o el esquema de protección se va a comportar correctamente durante una falla en el sistema de potencia. En términos de protección, la confiabilidad está dada por dos elementos:

Dependabilidad.

Es la habilidad de un esquema de protección para operar cuando se requiere.

Seguridad.

Es la habilidad de los esquemas de protección para no operar cuando no es necesario.

Las líneas de transmisión son el enlace de las plantas de generación a diversas subestaciones, el libramiento rápido de fallas preserva la estabilidad del sistema, previene daños y mejora la calidad de la energía. Para reducir el tiempo de aclaramiento de una falla las líneas de transmisión usualmente incluyen un enlace de comunicación entre sus terminales. Los relevadores microprocesados y las nuevas tecnologías de comunicación proveen las funciones necesarias para proteger las líneas de transmisión.

En un sistema radial las corrientes fluyen en un solo sentido por lo tanto se pueden utilizar relevadores de sobrecorriente, fusibles, restauradores para clarear fallas para líneas radiales de distribución.

En sistemas en malla las corrientes de pueden fluir en cualquier dirección sin importar la localización el relevador y esto depende de la localización de la falla. Este tipo de sistemas son más comunes en líneas de transmisión, en México también se utiliza en las redes de subtransmisión. Los esquemas de protección para estos sistemas son las siguientes [10]:

Protección de sobrecorriente direccional

Protección de distancia

Protección de comparación de fase

Protección diferencial de línea

2.2 Protección de sobrecorriente direccional 67. [4] [5] [6]

Se denomina protección direccional de sobre corriente (67) a aquella que responde al valor de la corriente y a la dirección de la potencia de cortocircuito en el punto de ubicación. La protección opera si la corriente sobrepasa el valor de arranque y la dirección de la potencia coincide con la correspondiente a un cortocircuito en la zona protegida. Se compone de una protección de sobrecorriente con selectividad relativa, completa con una muestra de medición que determina la direccionalidad de la potencia de cortocircuito que el denominado relevador direccional. La protección direccional de sobrecorriente es aplicable en redes con alimentación bilateral o en lazo, tanto para cortocircuito entre fases, como a tierra. La necesidad de direccionalidad puede demostrarse a partir de la red de alimentación bilateral mostrada en la Figura 2.1



Figura 2.1 Dirección de las corrientes ante fallas.

2.2.1 Principio de operación del relevador 67.

El principio de operación de la protección de sobrecorriente direccional es el más simple de todos los relevadores de protección. Está basado en la corriente vista por el relevador dependiendo de la conexión de los transformadores.

Sin embargo, a pesar de su simplicidad, existen muchos tipos de características operativas que pueden ser obtenidas haciendo uso de las variables corriente y tiempo.

El relevador direccional requiere de una señal de referencia (polarización) contra la cuál comparar la señal de corriente medida.



Figura 2.2 Dirección a la que mira el relevador.

Los esquemas tradicionales del 67 usan tres elementos direccionales típicamente responden a los voltajes de fase a fase y a la corriente de lado opuesto de la fase. En los relevadores modernos un elemento de secuencia positiva responde a fallas trifásicas, un elemento de secuencia negativa cubre las fallas restantes.

Un esquema de protección direccional de sobrecorriente a tierra (67N, 67Q) usa un elemento de sobrecorriente que responde a las corrientes de secuencia cero y es supervisado por un elemento direccional de fallas a tierra. Las fallas a tierra responden a las redes de secuencia cero y negativa. El relevador de secuencia negativa se utiliza cuando existen líneas paralelas debido a que no le afecta el acoplamiento mutuo de las líneas.

Para seleccionar la dirección a la que mira el relevador se utiliza el cierre de estrella de los transformadores de corriente. Si el cierre en estrella se hace de lado de la línea significa que el relevador está protegiendo la línea. El diagrama fasorial de la corriente y el voltaje para saber la dirección de la falla es el que se muestra en la figura siguiente.



Figura 2.3 Fasores falla hacia atrás y hacia adelante.

Se puede observar que la corriente cuando la falla es hacia atrás tiene un ángulo demasiado abierto más de 90° y en una falla hacia adelante del relevador, los fasores están más cercanos, no están tan abiertos y así es como encuentra la direccionalidad. Siempre se necesita una corriente y un voltaje para que pueda operar con direccionalidad.

2.2.2 Criterios de ajuste de 67.

En la Comisión federal de Electricidad la protección 67 de fases no es usada, pero el 67N y 67Q si se utiliza pero solo como protecciones de respaldo en líneas de 400 kV y 230 kV, cabe mencionar que para protecciones primarias en líneas de transmisión existen otros esquemas protecciones que son aún mejores.

2.2.2.1 Procedimiento para determinar el valor de pickup y de la palanca en 67N.

Se recomienda utilizar el archivo de cortocircuito de generación máxima para el cálculo del pickup y la palanca.

Se recomienda seleccionar curvas muy inversas (VI) o extremadamente inversa (EI) para líneas cortas que tengan alta aportación, y curvas inversa o moderadamente inversa para líneas largas y medianas con baja aportación.

Simular falla monofásica en el bus remoto y con la contingencia que dé la aportación mínima de 3I0 con todos los equipos cerrados, al valor de la aportación 3I0 multiplicarlo por 0.5. Posteriormente simular una falla monofásica con 50 ohm al final de la línea con el extremo remoto abierto (line end), el 3I0 multiplicarlo por 0.6, seleccionar el valor mínimo y aplicando la RTC correspondiente, calcular el valor del pickup provisional.

Simular una falla monofásica a la salida de la línea (close-in) utilizando el archivo de cortocircuito de generación máxima con todos los equipos cerrados y, con el valor del pickup provisional, seleccionar la palanca de manera que para esta falla opere en un tiempo entre 100 y 200 ms.

Simular fallas en el bus remoto con contingencia (salidas de líneas una, dos y tres a la vez en ese bus), con el ajuste de palanca ya calculado fijo, ajustar el pickup de tal manera que el tiempo de operación del relevador sea entre 350 y 500 milisegundos.

Con los valores de pickup y palanca ya calculados, verificar los tiempos de operación en el bus remoto con contingencias y sin contingencias, asegurando que los tiempos de operación estén en el rango especificado. □ Simular fallas a lo largo de las líneas adyacentes al bus remoto para verificar el porcentaje con el cual se respalda dichas líneas.

Verificar que se mantenga un margen de coordinación no menor a 200 ms con las protecciones de línea del bus remoto, para fallas de fase a tierra a la salida (tipo close-in) para cada una de ellas.

Se debe implementar el arreglo en el tablero de protección en el cual el relevador de recierre bloquea al 67N durante el polo abierto, con el fin de no sacrificar su sensibilidad por el desbalance, esto se logra a través de la función de “recierre en progreso” del 79.

Si la topología de la red y relevadores aplicados lo permiten, se puede habilitar la función de sobrecorriente con tiempo definido, considerándose que opere hasta el 50% de las fallas monofásicas en la línea con los extremos cerrados, simular fallas en el rango del 40 al 60% de la línea utilizando el archivo de cortocircuito de generación máxima.

El retardo mínimo recomendado para la función de sobrecorriente de tiempo definido es 150 milisegundos, para aplicación de DRM, pudiéndose ajustar a cero para líneas de transmisión sin disparo y recierre monopolar.

2.2.2.2 Procedimiento para determinar el valor de pickup y de la palanca en 67Q.

Esta función se aplica principalmente en líneas largas y extra largas tendidas en torres doble circuito en 400 kV.

Se recomienda utilizar el archivo de cortocircuito de generación máxima para el cálculo del pickup y la palanca.

Se recomienda seleccionar curvas muy inversas (VI) o extremadamente inversa (EI) para líneas cortas que tengan alta aportación, y curvas inversa o moderadamente inversa para líneas largas y medianas con baja aportación.

Simular una falla bifásica en el bus remoto con la contingencia que dé la aportación mínima de 3I₂, con todos los equipos cerrados, al valor de la aportación multiplicarlo por 0.5

Simular una falla bifásica con 5 ohm al final de la línea con el extremo remoto abierto (line-end) el 3I₂ multiplicarlo por 0.6, seleccionar el valor mínimo y aplicando la RTC correspondiente, obtener el valor del pickup provisional. El valor de corriente de

secuencia negativa que proporciona el programa ASPEN es I2, por lo que deberá configurarse correctamente el relevador para que opere con 3I2.

Simular una falla bifásica a la salida de la línea (close-in) utilizando el archivo de cortocircuito de generación máxima, con todos los equipos cerrados y con el valor del pickup provisional, seleccionar la palanca de manera que para ésta falla opere en un tiempo entre 100 y 200 ms.

Simular fallas bifásicas en el bus remoto con contingencia (salidas de líneas una, dos y tres a la vez en ese bus), con el ajuste de palanca ya calculado fijo, ajustar el pickup de tal manera que el tiempo de operación del relevador sea entre 350 y 500 milisegundos.

Con los valores de pickup y palanca ya calculados verificar los tiempos de operación en el bus remoto con contingencias y sin contingencias, asegurando que los tiempos de operación estén en el rango especificado.

Simular fallas bifásicas lo largo de las líneas adyacentes al bus remoto para verificar el porcentaje con el cual se respalda dichas líneas.

Verificar que se mantenga un margen de coordinación no menor a 200 ms con las protecciones de línea del bus remoto, para fallas bifásicas tipo “close-in” (a la salida) para cada una de ellas. La verificación de esta coordinación debe realizarse con protecciones que operen con cantidades de corrientes de secuencia negativa.

En los casos en los que el valor de pickup calculado sea muy cercano al valor de corriente de secuencia negativa para condiciones de desbalance con un solo polo abierto en esquemas con DRM; es recomendable implementar bloquear el 67Q durante la condición de polo abierto, con el fin de no sacrificar la sensibilidad del mismo por el desbalance, lo cual es posible realizar a través de la función de recierre en progreso del 79.

2.3 Protección de distancia. [4] [5]

Los relevadores digitales de distancia para protección de líneas de transmisión, están basados en el principio de operación del cálculo de la impedancia vista por el relevador. Esta impedancia se define como la impedancia aparente (Z_F) de la línea protegida, calculada a

partir de los voltajes y las corrientes de los TP's y TC's conectados a los extremos de la línea protegida.



Figura 2.4 Relevador de distancia.

Una vez calculada la impedancia aparente, es comparada contra la característica operativa del relevador, la cual también es una impedancia (Z_R). Esta característica operativa, define la forma y el alcance que tendrá la protección de distancia y es comúnmente ajustada a un porcentaje de la línea protegida.

La comparación entre la impedancia aparente (Z_F) y la característica de operación del relevador (Z_R), se lleva a cabo en el llamado plano R-X donde el eje horizontal representa a la resistencia y el eje vertical representa a la reactancia.

Cuando la impedancia aparente cambia, debido a una falla, e invade la característica operativa del relevador, figura 2.5, éste último manda una señal de disparo a los interruptores conectados a los extremos de la línea protegida. Esta señal de disparo hace que se abran los interruptores y que la falla se aislé, evitando que sus efectos se propaguen por el sistema de potencia.

Actualmente, existe una gran diversidad de características de operación de los relevadores de protección de distancia, basados en comparadores de fase o magnitud, los cuales son formados combinando de distintas maneras los fasores de las entradas de voltaje y corriente para obtener una impedancia característica.

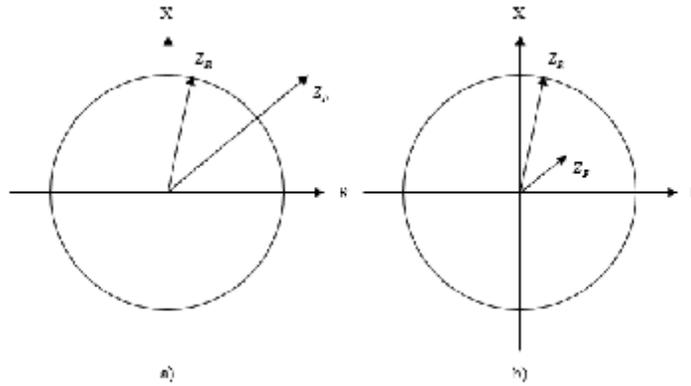


Figura 2.5 Característica tipo impedancia a) condición de no disparo b) condición de disparo.

La característica tipo Mho como comparador de fase es la más utilizada de todas, se forma con la comparación del ángulo (α) resultante de la impedancia ($Z_R - Z_F$), contra la proyección de la impedancia de falla (Z_F). Si éste ángulo α es menor que 90° y mayor que -90° , el relevador manda la señal de disparo, como se muestra en la figura 2.6.a.

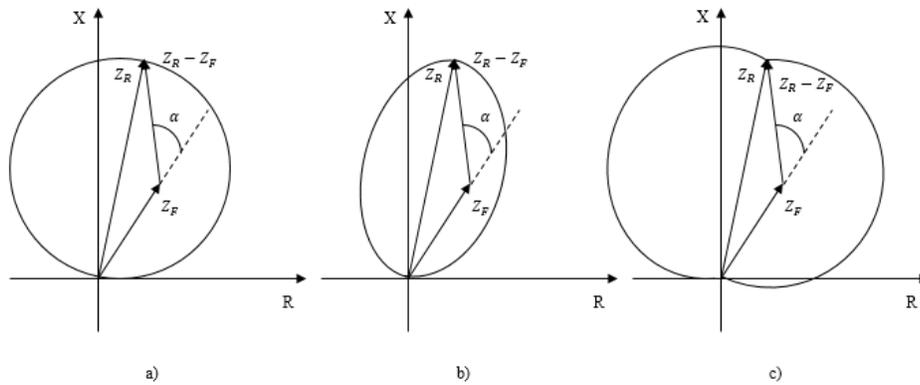


Figura 2.6 a) Característica tipo Mho. b) Característica tipo Mho lenticular. c) Característica tipo Mho tomate.

Para aumentar la selectividad de la característica tipo Mho, cuando existen oscilaciones de potencia o cuando se tiene el problema de invasión del vector de carga, el ángulo de referencia de 90° y -90° , es cambiado por uno menor, reduciendo la zona de disparo. A esta característica se le llama lenticular, figura 2.6.b.

Cuando existen fallas a tierra con una alta resistencia de arco, se prefiere aumentar el ángulo de referencia, llamando a esta característica como tomate, como se observa en el inciso c de la figura 2.6

Existe otra característica llamada tipo Ohm, la cual se utiliza en la formación de características cuadrilaterales, este relevador manda a disparar la zona de protección cuando el ángulo interno, formado por el fasor $(Z_R - Z_F)$ contra la impedancia de referencia (Z_F), es menor que 90° y mayor que -90° , como se muestra en la figura 2.7.a.

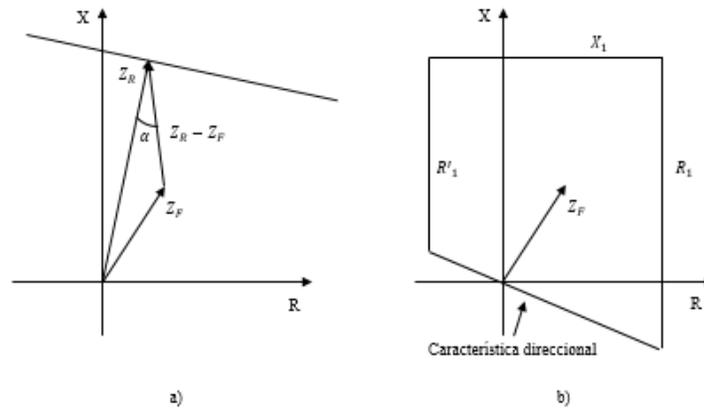


Figura 2.7 a) Característica tipo Ohm. b) Característica tipo cuadrilateral.

La característica tipo cuadrilateral, está definida como un polígono cerrado, creado a partir de los alcances resistivos y reactivos especificados para las zonas de protección, junto con una característica direccional, que bloquea la señal de disparo cuando ocurre una falla hacia atrás de la ubicación del relevador. Este relevador disparara cuando el fasor de la impedancia de falla invada el área del polígono especificado. Como se observa en la figura 2.7.b.

2.3.1 Señales de polarización.

Existen diversas señales de voltaje de polarización que pueden ser utilizadas para formar la función mho de un relevador de distancia. A continuación se mencionan algunas:

Auto polarizada (self polarized)	Voltaje de la fase fallada Va para falla AG Vab para falla AB
Polarización cruzada o de fases sanas	Voltaje en cuadratura Vbc desfasado 90° adelante para falla AG Va desfasado 90° atrás para falla BC
Polarización de secuencia positiva	Voltaje de secuencia positiva Va1 para falla AG Vab1 para falla AB

En el caso de una falla muy cercana a la ubicación del relevador, el voltaje de falla será casi cero para una falla franca, y la función auto polarizada podría no operar, mientras que una con polarización cruzada o de secuencia positiva si operaría, excepto para una falla trifásica, en la que los tres voltajes serán muy bajos, por lo que también estaría en riesgo su operación.

Para superar esta deficiencia, se le añade una memoria a la señal de voltaje de polarización.

2.3.2 Acción de memoria.

La acción de memoria tiene la función de recordar el voltaje visto por el relevador posterior a la falla, por un tiempo suficiente para permitirle operar para una falla interna en la que los voltajes de falla son muy bajos.

Es decir, al ocurrir la falla, mantiene por un tiempo predeterminado al voltaje de polarización utilizado por la función mho, en su valor de prefalla.

Un tiempo típico de ajuste para la acción de memoria de la función mho es de 6 ciclos.

El resultado de la acción de memoria es el de producir una respuesta dinámica de la función mho que es diferente a la de estado estable.

2.3.3 Factor de compensación k_0 .

Como ya sabemos, en las fallas a tierra participa la red de secuencia cero.

Con el fin de que los elementos de distancia para fallas a tierra se puedan ajustar en base a la impedancia de secuencia positiva de la LT, es necesario incluir un factor de compensación de secuencia cero (k_0), el cual se calcula mediante la siguiente expresión:

$$k_0 = \frac{Z_{0L} - Z_{1L}}{3Z_{1L}} \quad (2.1)$$

Tabla 2.1 Señales de polarización de la característica MHO.

Característica MHO		
Elemento	Señal de operación	Señal de polarización
AN	$[I_a + (I_N k_0)]Z_R - V_a$	Va1mem
BN	$[I_b + (I_N k_0)]Z_R - V_b$	Vb1mem
CN	$[I_c + (I_N k_0)]Z_R - V_c$	Vc1mem
AB	$I_{ab}Z_R - V_{ab}$	Vab1mem
BC	$I_{bc}Z_R - V_{bc}$	Vbc1mem
CA	$I_{ca}Z_R - V_{ca}$	Vca1mem

2.3.4 Efecto de la resistencia de falla.

La impedancia de una LT típica es altamente inductiva. Los ángulos de fase de impedancia típicos están en el rango de 65-85 grados.

Esto significa que la impedancia característica de la LT en el plano R-X, usualmente está orientada tal y como se ha visto en las características mho mostradas hasta el momento.

Esta impedancia, sin embargo, no incluye la impedancia de la falla misma, la cual es típicamente una resistencia de arco.

Warrington desarrolló la siguiente fórmula para calcular la resistencia del arco de falla:

$$R_{arc} = \frac{8750(s + ut)}{I^{1.4}} \Omega \quad (2.2)$$

Donde:

s = espaciamento de conductores (ft)

u = velocidad del viento (mi/hr)

t = tiempo (s)

I = corriente de falla rms (A)

R_{arc} = resistencia de arco de falla (ohms)

El efecto de la resistencia de arco es el de desplazar la impedancia vista por el relevador hacia la derecha en el plano R-X, como se muestra a en la figura 2.8:

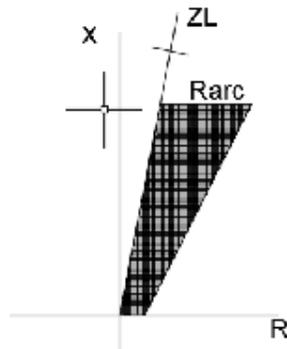


Figura 2.8 Característica de la resistencia de arco.

Como se ve, el valor de resistencia de arco es mayor conforme más alejada la falla, debido a que a mayor distancia la corriente es menor, y la corriente aparece en el denominador de la ecuación de Warrington:

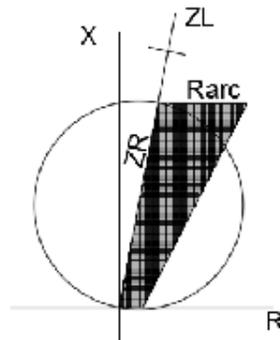


Figura 2.9 Característica de la Resistencia de arco y característica MHO.

2.3.5 Criterios de ajuste. [6]

2.3.5.1 Alcance zona 1.

Para los relevadores de fase, se recomienda que cubra de un 80% al 90% de la LT a proteger. Los relevadores para falla a tierra se recomienda ajustarlos de un 70% al 80% de la longitud de la LT a proteger.

El margen de seguridad es para considerar errores del propio relevador, errores introducidos por los transformadores de corriente y de potencial, particularmente bajo condiciones de transitorios, errores en el cálculo de parámetros de impedancia de la LT, etc.

En los relevadores donde se cuente con ajuste resistivo independiente (cuadrilaterales), éste deberá ser menor al 80% del valor de impedancia del vector carga.

El tiempo de operación de esta zona deberá ser instantáneo.

2.3.5.2 Alcance zona 2.

Esta zona de protección se ajusta a una impedancia igual al 100% de la propia LT mas el 50% de la LT adyacente más corto considerando los efectos del infeed menor con el extremo remoto de esa línea abierto, evaluado en condiciones de contingencia razonable.

El retardo de tiempo de esta zona se ajusta a 300 ms.

En caso de tener algún transformador en el bus frontal, se deberá vigilar que exista coordinación en tiempos entre los relevadores de sobrecorriente del transformador y esta zona en el mismo nivel de voltaje, y además que no vea el bus de alta o baja tensión, según sea el caso.

2.3.5.3 Alcance zona 3.

Esta zona de protección se ajusta a una impedancia igual al 100% de la propia LT mas el 100% de la LT adyacente más larga considerando los efectos del infeed máximo con el extremo remoto de esa línea abierto, cuidando que no invada los límites del vector carga.

El retardo de tiempo de esta zona se ajusta a 1000 ms.

2.3.5.4 Infeed.

El fenómeno de infeed se presenta para esquemas en los que en el bus remoto existen otras fuentes de aportación además de la LT protegida, lo cual provoca que el relevador vea una impedancia mayor a la calculada directamente sin incluir este efecto.

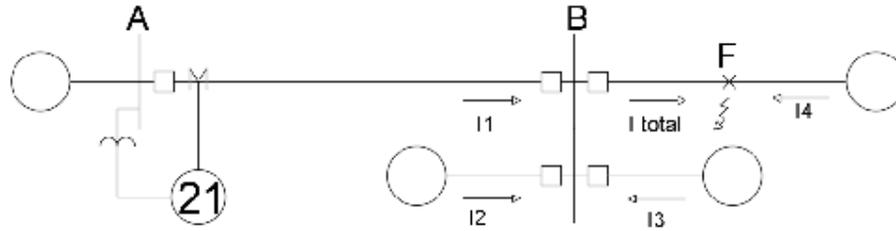


Figura 2.10 Efecto del infeed.

Al presentarse la falla el relevador recibirá la corriente I_1 , pero el voltaje en el bus A es la caída $Z_{AB} (I_1) + Z_{BF} (I_1 + I_2 + I_3)$. Así el relevador verá la impedancia aparente de:

$$Z_{aparente} = \frac{Z_{AB}(I_1) + Z_{BF}(I_1 + I_2 + I_3)}{I_1} \quad (2.3)$$

$$Z_{aparente} = Z_{AB} + Z_{BF} \frac{(I_1 + I_2 + I_3)}{I_1} \quad (2.4)$$

$$Z_{aparente} = Z_{AB} + Z_{BF} \frac{(I_{total})}{I_1} \quad (2.5)$$

El término $\frac{I_{total}}{I_1}$ en la ecuación anterior corresponde al valor de infeed.

2.3.6 Esquemas de teleprotección. [5]

La necesidad de ajustar la zona 1 hasta el 80% de la LT, nos deja un 20% de línea en el que las fallas serían liberadas en un tiempo de 300 ms, correspondiente a la operación de zona 2.

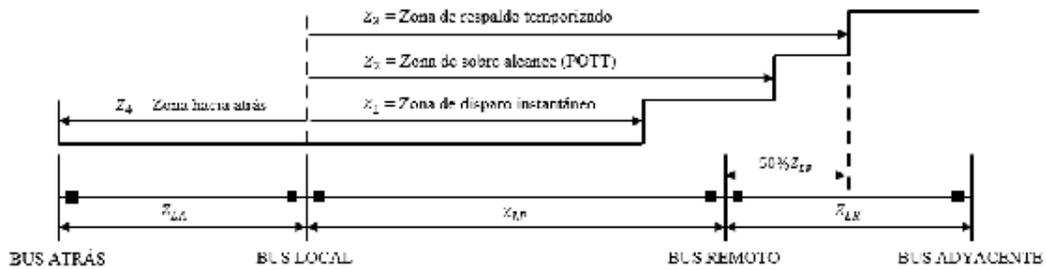


Figura 2.11 Zonas de protección de distancia.

Con el fin de que todas las fallas internas sean liberadas en tiempo de zona 1 por ambas terminales de la LT, se utilizan esquemas de teleprotección, los cuales comunican ambos extremos (relevadores) y tienen la tarea de acelerar los disparos en caso de ser factible.

La comunicación puede ser a través de hilos piloto, OPLAT, microondas, fibra óptica, etc.

2.3.6.1 Disparo permisivo de bajo alcance.

Transmite alcance de Zona 1 de la protección de distancia (fases y tierra) y acelera el disparo a la recepción con alcance de Zona 2 para disparar tripolar o monopolarmente .

Ventajas.- El esquema es muy seguro y confiable, no se necesita bloquear el esquema por pérdida de canal.

Desventajas.- No evalúa correctamente fallas de alta resistencia de arco en el segmento de línea protegida. Tiene problemas en condiciones de weak infeed.

2.3.6.2 Disparo permisivo de sobre alcance.

Transmite alcance de Zona 2 de la protección de distancia (fases y tierra) y acelera el disparo a la recepción con alcance de Zona 2 para disparar tripolar o monopolarmente.

Ventajas.- Evalúa correctamente fallas de alta resistencia de arco en el segmento de la línea protegida, no se necesita bloquear el esquema por pérdida de canal.

Desventajas.- Para el caso de líneas paralelas, se debe implementar una lógica adicional de inversión de corrientes.

2.3.6.3 Función eco.

Si en uno de los extremos de la LT el interruptor está abierto o se tiene una fuente débil (weak infeed), la unidad de distancia de este extremo no puede operar ante una falla en la línea y por lo tanto no envía señal de aceleración, no actuando tampoco el otro extremo sino hasta cumplido el tiempo de Z2.

La solución para esto consiste en implementar la función ECO, mediante la cual la protección repite la señal de aceleración que recibe si no ve falta ni hacia adelante ni hacia atrás, permitiendo que el otro extremo dispare.

Si el interruptor está cerrado, el extremo con fuente débil espera un tiempo ajustable antes de devolver el ECO.

Si el interruptor está abierto, la señal de ECO se envía instantáneamente.

2.3.6.4 Weak infeed.

Ya vimos que si en uno de los extremos de la LT se tiene una fuente débil (weak infeed), mediante la función ECO se obtiene el disparo acelerado de la protección del otro extremo, pero el extremo con fuente débil no disparará.

La solución para esto consiste en implementar la función weak infeed, la cual provoca disparo en caso de cumplirse:

Condiciones de ECO con interruptor cerrado

Baja tensión en alguna de las fases o sobretensión residual

2.3.6.5 Disparo transferido directo.

Es un esquema de teleprotección que se emplea para transmitir el disparo de una terminal a otra por disparos tripolares y como respaldo de la operación de la protección 50FI de la terminal.

Ventajas.- Cuando la protección evalúa falla entre fases o trifásica en un extremo, transmite disparo tripolar al otro extremo para garantizar el libramiento de la falla.

Desventajas.- Ruido en el canal de comunicaciones.

2.3.7 Detector de oscilaciones de potencia. [5]

Las oscilaciones de potencia son perturbaciones de la potencia en el sistema eléctrico, originadas como consecuencia de desequilibrios entre la generación y la carga, fallas, apertura de circuitos para despejar las fallas, conexión de generadores al sistema en un instante en que la o las fuentes no se hallan en sincronismo, etc.

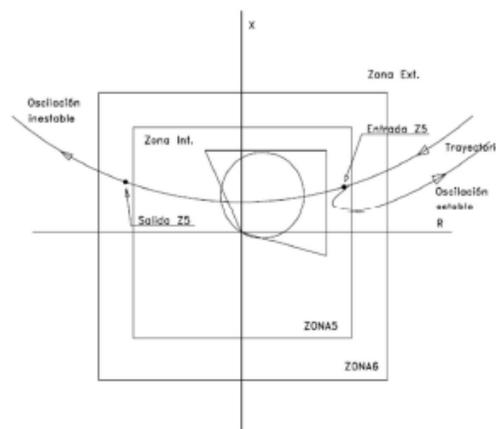


Figura 2.12 Oscilaciones de potencia vistas en el plano R-X.

Ante condiciones de oscilación, algunos relevadores de distancia pueden medir magnitudes en las que la relación V/I caiga dentro de la zona de operación. Si estas protecciones dispararan por esta razón no harían sino empeorar el estado de la red en ese momento, por tanto, es necesario distinguir estas oscilaciones de una falla real.

Las diferencias fundamentales entre una falla y una oscilación son que la oscilación siempre es trifásica, mientras que la falla puede no serlo, y además, una falla se produce de manera instantánea, mientras que la oscilación requiere un tiempo en la variación de la impedancia. Este factor es el que permitirá discriminar entre ambas situaciones.

Función:

Impedir el disparo en caso de oscilaciones estables.

Separar las partes del sistema en oscilaciones inestables.

2.3.8 Función de cierre sobre falla. [5]

Su función es acelerar el despeje de una falla cuando ésta se produce tras el cierre del interruptor, proporcionando disparo tripolar instantáneo no direccional cuando se produce dicha falla (p.ej. cuando se dejan puestas las tierras auxiliares o cerradas las cuchillas a tierra después del mantenimiento).

Su importancia radica en que permite despejar fallas francas de tensión casi cero, que no serán despejadas por la protección de distancia, dado que en este tipo de fallas, la característica mho podría no operar debido a la no existencia de señal de voltaje de polarización.

2.3.9 Función de bloqueo por vector de carga. [5]

Esta función (load encroachment en inglés), determina la zona de carga del sistema, en el cual se inhibirá el disparo de las funciones de distancia fase a fase, evitando de este modo disparos ante condiciones de cargas pesadas.

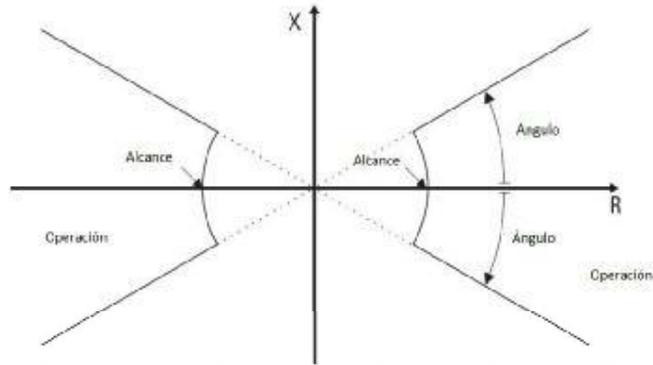


Figura 2.13 Zona de bloqueo de carga

2.4 Protección de comparación de fase. [4]

Los esquemas de comparación de fase operan bajo la premisa de comparación de ángulos de fase de las corrientes en las terminales de la línea de transmisión.

Para fallas internas, las corrientes están aproximadamente en fase.

Para fallas externas, las corrientes están aproximadamente 180° fuera de fase.

Los primeros esquemas de este tipo utilizaban una red de secuencia compuesta para formar un voltaje monofásico para comparación de fase.

Los canales de comunicación digitales modernos permiten la implementación de esquemas de comparación de fase segregada, los cuales proporcionan identificación de la fase fallada y mejoran la respuesta de la protección ante fallas complejas.

Las principales fuentes de error de ángulo de fase para fallas externas en un esquema de comparación de fase son:

Corriente de carga de la línea de transmisión.

Saturación de los TC's.

Errores de compensación de retraso de tiempo de canal.

Para fallas internas, también se tienen errores de desplazamiento de fase en las corrientes de ambas terminales, debido al desplazamiento de fase entre las fuentes de voltaje y la no homogeneidad de la impedancia del sistema.

La medición o estimación precisa del tiempo de retraso del canal, y la compensación adecuada del mismo es de suma importancia en los esquemas de comparación de fase.

Un error de compensación cercano a un cuarto de ciclo podría causar una mala operación del relevador.

Las técnicas disponibles para lograr la sincronía de las señales local y remota son:

Asumir un valor típico de tiempo de retraso de canal

Medición del tiempo de retraso de canal durante la puesta en servicio

Medición continua en línea del tiempo de retraso de canal (conocida como ping-pong)

A través de señal de tiempo GPS

Los esquemas de comparación de fase no detectan fallas internas con outfeed en una de las terminales de la línea.

El esquema básico de comparación de fase usa solo la información del ángulo de la fase.

Como se mencionó antes este esquema falla al haber un outfeed. Para acomodar el outfeed es necesario incluir las magnitudes de la corriente para el proceso de comparación de fase. Esto deriva en ondas cuadradas que comparan las ondas con un valor de umbral que es más grande que la corriente que se espera del outfeed.

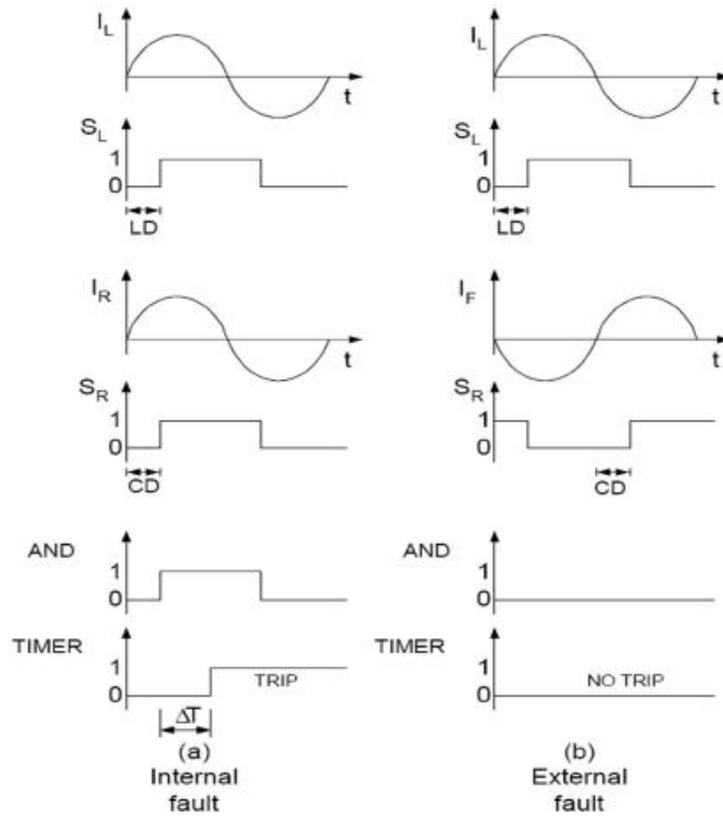


Figura 2.14 Diagrama de esquema de comparación de fase de media onda.

2.5 Protección diferencial de línea 87L. [4] [5]

El relevador diferencial es una protección con selectividad absoluta el cual opera bajo el principio de que la suma algebraica de todas las corrientes que entran a un nodo debe ser igual a cero.

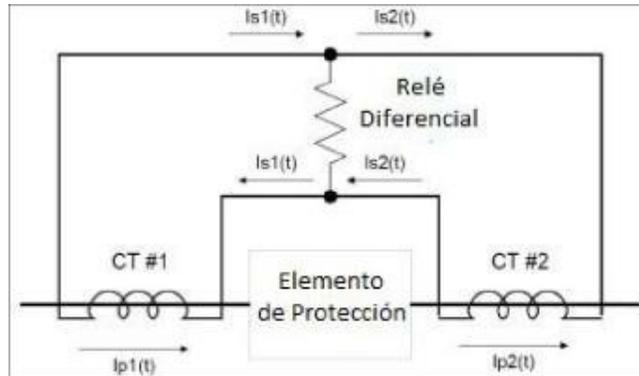


Figura 2.15 Principio de la protección diferencial.

Añadiendo un elemento de restricción, obtenemos un relevador de porcentaje diferencial como se muestra en la figura 2.16

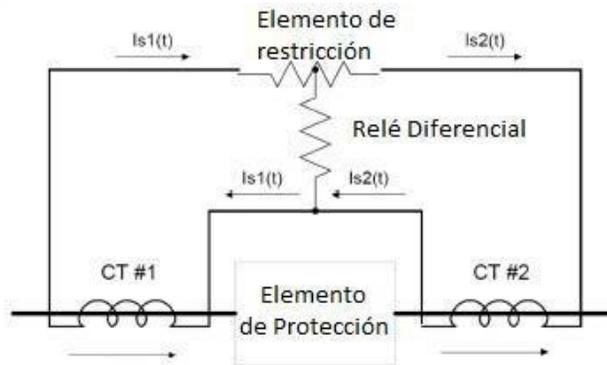


Figura 2.16 Principio de protección diferencial con elemento de restricción.

Gracias a los modernos canales de comunicación digitales que existen en la actualidad (fibra óptica), los esquemas diferenciales de corriente de línea (87L) tienen la capacidad de intercambiar información de fasores entre las terminales de la línea de transmisión como se muestra en la figura 2.17.

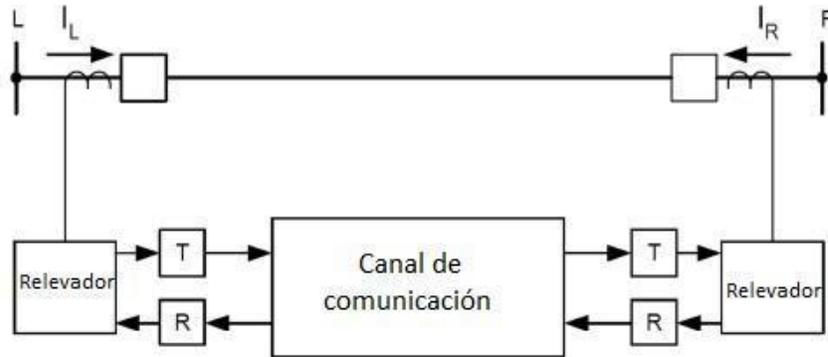


Figura 2.17 Principio de esquema diferencial con canal de comunicación.

Los esquemas de comparación de fase comparan los ángulos de la corriente como se mencionó anteriormente. Procesando las magnitudes y los ángulos de las corrientes se mejora el esquema de comparación de fase. En el pasado los canales de comunicación solo se adaptaban para la comparación de fase. Actualmente pueden ser capaces de soportar esquemas diferenciales de línea.

Los esquemas de protección diferencial microprocesados comparan digitalmente corrientes muestreadas o fasores.

Elementos de porcentaje-diferencial comparan una corriente de operación (también llamada corriente diferencial) contra una corriente de restricción.

Esta corriente de operación es igual a la magnitud de la suma fasorial de las corrientes que entran a la línea:

$$I_{OP} = \vec{I}_L + \vec{I}_R \tag{2.6}$$

Para fallas internas, IOP es proporcional a la corriente de falla, mientras que para cualquier otra condición operativa su valor es idealmente cero.

Las alternativas más comunes para obtener la corriente de restricción son las siguientes:

$$I_{RT} = |\vec{I}_L + \vec{I}_R| \quad (2.7)$$

Típicamente el valor k es un coeficiente constante cuyo valor es 1 o 0.5.

La ecuación 2.7 define la condición de operación de un relevador de porcentaje diferencial. Para que el relevador pueda operar se debe cumplir que la corriente de operación sea mayor a la corriente de restricción.

$$I_{OP} > KI_{RT} \quad (2.8)$$

Con el fin de proveer al relevador con un ajuste de corriente mínima de arranque agregamos la condición siguiente:

$$I_{OP} > K_0 \quad (2.9)$$

Una vez obtenidas las ecuaciones anteriores se puede crear la pendiente característica de la protección diferencial, para poder determinar las zonas de operación y restricción, esto se muestra en la figura 2.18.

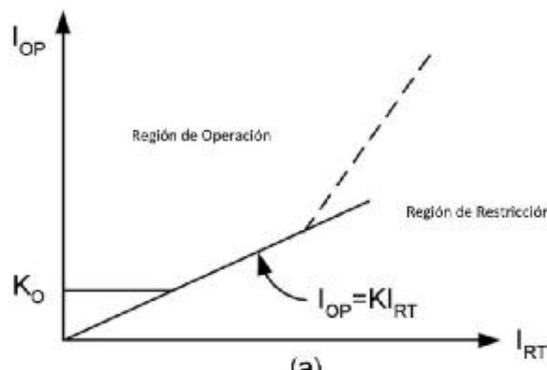


Figura 2.18 Pendiente característica de operación.

La corriente diferencial no es exactamente cero para fallas externas.

Las causas más comunes de corriente diferencial falsa en relevadores diferenciales de LT's son:

Corriente de carga de la línea

Cargas en derivación

Errores de compensación en el retraso de tiempo de canal

Saturación de TC'

2.5.1 Canales de comunicación. [4]

La protección diferencial de línea requiere un canal digital de microonda o fibra óptica con un ancho de banda de 56 kbps o mayor. Sin embargo y como dato se pueden adaptar señales de radio comunicación para la protección diferencial.

El canal de fibra óptica puede ofrecer una conexión dedicada de punto a punto o también puede multiplexar conexiones. La fibra óptica dedicada ofrece confiabilidad, seguridad y velocidad. Estos canales son también simétricos: proveen retrasos iguales en ambas direcciones, en la transmisión y recepción de información. Los canales multiplexados de fibra óptica son menos confiables y más lentos que los que los canales de fibra dedicada y pueden ser asimétricos. La asimetría del canal puede ser menos a 2 ms.

Los retardos de canal pueden causar desfasamientos ficticios entre las corrientes locales y las recibidas remotamente. Los esquemas de protección diferencial de línea alinean las muestras actuales o el fasor para evitar el error causado por este cambio de fase. Los métodos de sincronización de datos incluyen:

Sincronización basada en el canal.

Sincronización basada en una referencia externa de tiempo.

La sincronización basada en el canal estima un desplazamiento del tiempo entre dos relevadores. Este método mide los retrasos de los canales marcando la hora exacta en que las señales de prueba son enviadas y recibidas. Para un canal simétrico, el desplazamiento del tiempo entre los dos relevadores es igual a la mitad del tiempo de retardo del canal bidireccional de la medida. Sabiendo el desplazamiento del sistema alinea los datos.

Un método de alineación utiliza el desplazamiento del tiempo medido para controlar el tiempo de muestreo local en ambos extremos con el objetivo de anular el desplazamiento. Este método fuerza la sincronización de los relojes de relevador y funciona satisfactoriamente en aplicaciones de dos terminales, pero es difícil de aplicar en líneas multiterminales.

Otro método marca la hora de los datos transmitidos con la hora local y, sabiendo la diferencia de reloj entre los relevadores, vuelve a muestrear los datos para alinearlos con los mismos instantes en el tiempo. Este método funciona naturalmente para cualquier número de terminal porque permite que cada relevador muestree de forma autónoma.

La sincronización basada en canales funciona bien para canales simétricos. La asimetría del canal provoca un cambio de fase ficticio entre las corrientes local y recibida alineadas. Los algoritmos de protección diferencial deberían acomodar este cambio de fase. Los canales asimétricos pueden afectar la seguridad y la confiabilidad de la protección hasta el punto de una pérdida completa de la función.

Los relevadores diferenciales de línea modernos utilizan una referencia de tiempo externa para la sincronización como complemento del retraso para la sincronización basada en el canal. Hasta ahora, el sistema de posicionamiento global ha sido la única forma práctica de proporcionar una sincronización común en áreas amplias. La confianza en un sistema satelital y dispositivos adicionales no es una solución ideal para la protección diferencial.

El canal de fibra óptica es de pequeño diámetro (del orden de 100 micrómetros), no conductor de electricidad, por el que la información se transmite con técnicas de modulación de luz. Este canal es de gran capacidad y está libre de los problemas relacionados con voltajes inducidos y aislamiento eléctrico.

El canal de fibra óptica presenta altos niveles de atenuación de las señales, lo que, como en el caso del hilo piloto, limita su aplicación a líneas de transmisión de longitud relativamente pequeña. Por lo general, no se utilizan técnicas de modulación de amplitud, debido precisamente a la atenuación y a la falta de consistencia de las características transferenciales de los transductores electro-ópticos utilizados en la interfaz entre la

protección y el canal de comunicación. Son de mayor aplicación las técnicas de modulación de fase (modulación por períodos de pulsos) o las digitales.

Para proteger el canal de fibra óptica contra daños mecánicos consiste en colocarlo en el interior del conductor que se utiliza como hilo de guarda de la línea de transmisión.

2.5.2 Elemento diferencial de plano alfa.

Los esquemas tradicionales de protección diferencial de línea utilizan elementos de restricción por porcentaje de desbalance, los cuales comparan la corriente de operación contra la corriente de restricción, esto genera una señal de disparo cuando la corriente de operación es mayor a la corriente de restricción.

Debido a que las señales de entrada al relevador son cantidades complejas, el mejor modo de representar las características del relevador es usando un plano complejo definido por la relación de estas señales de entrada, se puede sobreponer en el plano alfa el elemento característico y el radio de la trayectoria de corriente resultado de fallas o condiciones anormales del sistema de potencia. Este método es equivalente a analizar el esquema de protección de distancia en el plano R-X. Para una línea de dos terminales, la variable compleja del plano alfa es la relación de \vec{I}_R / \vec{I}_L del remoto al lado local de la línea.

Para fallas internas las corrientes \vec{I}_L y \vec{I}_R estarán en fase en condiciones ideales lo cual representa que estarán en el plano en la parte real.

$$\frac{\vec{I}_R}{\vec{I}_L} = \frac{1 \angle 180^\circ}{1 \angle 180^\circ} = 1 \angle 0^\circ \quad (2.10)$$

Para fallas externas las corrientes \vec{I}_L y \vec{I}_R estarán desfasadas 180° en condiciones ideales lo cual representa que estarán en el plano en la parte negativa.

$$\frac{\vec{I}_R}{\vec{I}_L} = \frac{1 \angle 0^\circ}{1 \angle 180^\circ} = 1 \angle 180^\circ \quad (2.11)$$

Cuando se grafican los anteriores puntos en el plano alfa se puede apreciar de mejor manera la característica de la falla interna y externa como se muestra en la figura siguiente.

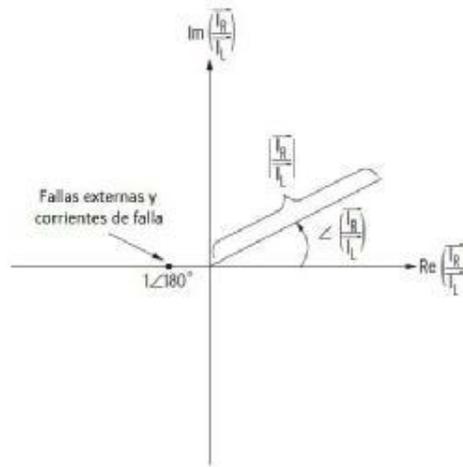


Figura 2.19 Característica ideal del plano alfa.

Debido a la saturación de los transformadores de corriente y a problemas de asimetría de canal se incrementa la región de restricción, esto para hacer más seguro el esquema, por lo tanto en la figura siguiente se ve claramente las regiones de disparo y restricción.

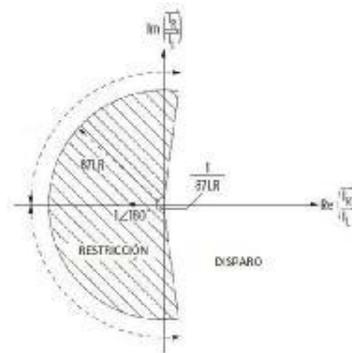


Figura 2.20 Característica de operación del plano alfa.

2.5.3 Relevador diferencial de onda viajera. [7]

Para reducir el tiempo de la liberación de una falla, la protección de líneas de transmisión usualmente incluye un enlace de comunicación entre las terminales de la línea. En la actualidad los métodos de detección de fallas son por medio de fasores, pero el principio de onda viajera busca reemplazar esta tecnología, a continuación, se presenta una tabla comparativa del uso de los dos métodos:

Tabla 2.2 Comparación de métodos algoritmos.

Algoritmo	Basados cálculo de fasores	Basados en patrones de onda viajera
Espectro	60 Hz	1MHz
Tiempo de operación	Aprox. 1 ciclo (16ms)	1ms
Requerimientos de equipos de TC's y TP's	Bajo	Alto

2.5.3.1 Principio de la onda viajera.

Una falla en una línea de transmisión genera ondas viajeras que se propagan desde la localización de la falla hasta las terminales de la línea, con una velocidad de propagación que depende de la inductancia distribuida y de la capacitancia de la línea. En la figura 2.21 se muestra el circuito equivalente de un segmento de longitud Δx de una línea de transmisión de dos conductores. El circuito incluye la resistencia R, la inductancia L, la conductancia G y la capacitancia C de la línea en por unidad de la longitud total de la línea.

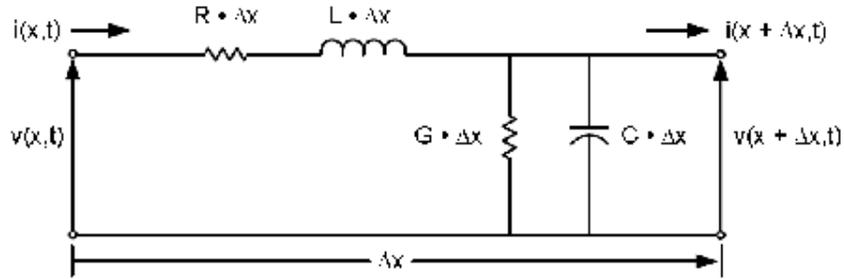


Figura 2.21 Circuito equivalente de un segmento de dos conductores de una línea de transmisión.

Las ecuaciones (2.12) y (2.13) determinan el voltaje y la corriente como una función de la posición de onda (x) y del tiempo (t) para una línea de transmisión sin pérdida de dos conductores en el dominio del tiempo cuando la longitud del segmento Δx se aproxima a cero. El signo negativo indica que las amplitudes de las ondas disminuyen a medida que x aumenta.

$$\frac{\partial v(x,t)}{\partial x} = -L \frac{\partial i(x,t)}{\partial t} \tag{2.12}$$

$$\frac{\partial i(x,t)}{\partial x} = -C \frac{\partial v(x,t)}{\partial t} \tag{2.13}$$

Derivando las ecuaciones 2.12 y 2.13 encontramos 2.14 y 2.15 encontramos las ecuaciones de onda:

$$\frac{\partial^2 v(x,t)}{\partial x^2} = LC \frac{\partial^2 v(x,t)}{\partial t^2} \tag{2.14}$$

$$\frac{\partial^2 i(x,t)}{\partial x^2} = LC \frac{\partial^2 i(x,t)}{\partial t^2} \tag{2.15}$$

Las ecuaciones (2.16) y (2.17) son las soluciones generales correspondientes para las ecuaciones diferenciales parciales de segundo orden (2.14) y (2.15) respectivamente en el dominio del tiempo que incluyen ondas hacia adelante y hacia atrás:

$$v(x, t) = F(x - u \cdot t) + f(x + u \cdot t) \quad (2.16)$$

$$i(x, t) = \frac{1}{Z_0} \cdot [F(x - u \cdot t) - f(x + u \cdot t)] \quad (2.17)$$

Donde:

$Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}}$ Es la impedancia característica de la línea.

$u = \frac{1}{\sqrt{LC}}$ Es la velocidad de propagación.

Se pueden aplicar técnicas de separación de ondas para extraer la onda hacia adelante $F(x - u \cdot t)$ y la onda hacia atrás $f(x + u \cdot t)$

Obtenemos la onda hacia adelante multiplicando (2.17) por Z_0 y añadiéndola a la (2.16). Esta onda depende de la impedancia característica de la línea Z_0 , pero es independiente de la impedancia de terminación.

$$v(x, t) + Z_0 \cdot i(x, t) = 2Z_0 \cdot F(x - u \cdot t) \quad (2.18)$$

De igual manera, podemos utilizar (2.18) para extraer la onda hacia atrás de las magnitudes medidas en terminales.

$$v(x, t) - Z_0 \cdot i(x, t) = 2Z_0 \cdot f(x + u \cdot t) \quad (2.19)$$

En el circuito fallado de la figura 2.22, la onda de corriente de falla i_{FS} y la onda de tensión de fallo v_{FS} se desplazan hacia el terminal S. La onda incidente que se desplaza desde el fallo a la terminal S se puede calcular usando (2.20):

$$v_S(x, t + \tau_S) - Z_0 \cdot i_S(x, t + \tau_S) = v_{FS}(x, t) + Z_0 \cdot i_{FS}(x, t) \quad (2.20)$$

Donde τ_S es el tiempo de recorrido de la onda desde la falla a la terminal S y las corrientes que fluyen en la línea se consideran positivas.

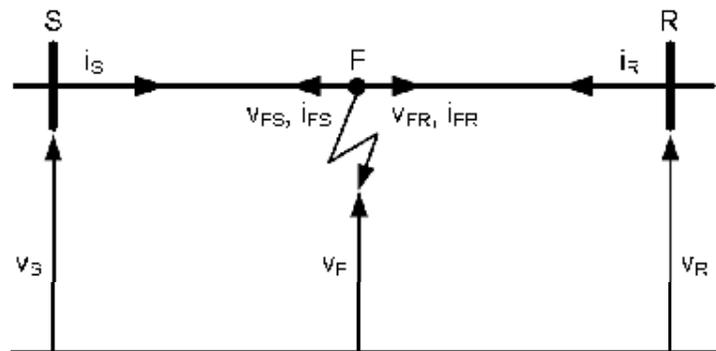


Figura 2.22 Línea con falla y las ondas que viajan desde el fallo hacia las terminales de la línea.

2.5.3.2 Principio de relevador diferencial de onda viajera. [7]

Un fallo externo en el sistema como el mostrado en la figura 2.23 genera una onda viajera de corriente que se propaga lejos de la falla y alcanza primero la terminal más cercana de la línea protegida (terminal local en la figura 2.23). La onda viajera continúa a lo largo de la línea protegida y alcanza la terminal de la línea opuesta después del tiempo de propagación de la línea de la onda viajera (TWLPT por sus siglas en inglés). Si la primera terminal mide la onda viajera con una polaridad positiva, el otro terminal mide la onda con una polaridad negativa. La verdadera polaridad de la onda actual no ha cambiado. Sin embargo, los dos TC de línea están conectados para medir sus corrientes hacia la línea, de modo que las primeras

ondas que los dos relevadores miden en los dos terminales de línea siempre serán de polaridades opuestas para un fallo externo.

Una señal de restricción de onda viajera proporciona una primera capa de seguridad para el esquema. La lógica del relevador calcula dos términos restrictivos de la siguiente manera:

$$i_{RTL(t)} = \left| i_{TWL(t-TWLPT)} - i_{TWR(t)} \right| \quad (2.21)$$

El primer término restrictivo ($i_{RTL(t)}$) se aplica a un escenario durante una falla externa, donde la onda entra en la línea protegida en el terminal local y sale en la terminal remota. El segundo término de restricción ($i_{RTR(t)}$) se aplica a un escenario durante una falla externa donde la onda entra en el terminal remoto y sale en el terminal local. La lógica del relevador cuenta ambos escenarios y calcula la señal de restricción como el mayor de los dos términos:

$$i_{RT} = \max(i_{RTL}, i_{RTR}) \quad (2.22)$$

Un fallo interno en el sistema de la figura 2.23 inicia un TW actual que se propaga lejos del fallo y llega a los terminales locales y remotos dentro de un tiempo menor que el tiempo de propagación de la línea de la onda viajera (véase la figura 2.25). En consecuencia, la diferencia de tiempo de llegada entre los dos terminales es menor que TWLPT. Las primeras corrientes de ondas viajera que alcanzan los dos terminales tienen polaridades coincidentes.

El esquema deriva la señal de operación de una suma de las primeras ondas de corriente en los relevadores local y remoto, desplazados en el tiempo por la diferencia en los tiempos (ΔT) de llegada de la onda, de la siguiente manera:

$$i_{OP(t)} = i_{TWL(t \pm \Delta T)} + i_{TWR(t)} \quad (2.23)$$



Figura 2.23 Falla interna y externa en línea de transmisión.

Para las fallas externas de la figura 2.24, la señal de operación es pequeña porque las primeras ondas en ambos terminales de línea tienen polaridades opuestas y sustraen con eficacia durante el cálculo de la suma. Como resultado, la señal de operación es menor que la mayor de las dos ondas mostradas en la figura 2.24. Simultáneamente, la señal de restricción excede la mayor de las dos ondas (las dos ondas efectivamente se suman durante el cálculo de la diferencia). Por lo tanto, la señal de operación es menor que la señal de restricción para fallos externos.

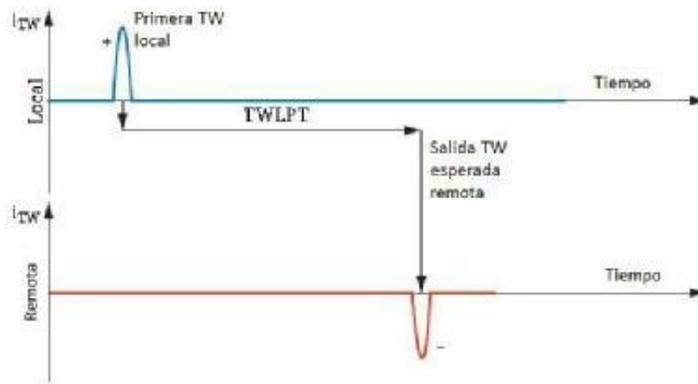


Figura 2.24 Ondas viajeras para fallas externas.

Para las fallas internas (figura 2.25), la señal de operación es grande porque las primeras ondas en ambos terminales de línea tienen polaridades coincidentes y se hace la adición efectivamente durante el cálculo de la suma. Como resultado, la señal de operación excede la mayor de las dos ondas viajeras. Simultáneamente, la señal de restricción es pequeña

porque las señales de salida son pequeños; No se produce ninguna actividad de onda significativa después del intervalo TWLPT. Como resultado, la señal de operación excede la señal de restricción para fallos internos

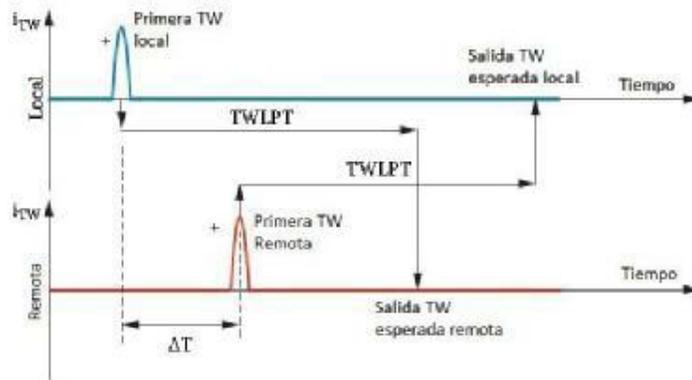


Figura 2.25 Ondas viajeras para fallas internas.

2.5.4 Criterios de ajuste para relevador diferencial. [6]

La característica diferencial está definida principalmente por los siguientes ajustes:

- Arranque de corriente diferencial,
- Pendiente 1
- Pendiente 2
- Ajuste de cambio de pendiente (punto de inflexión).

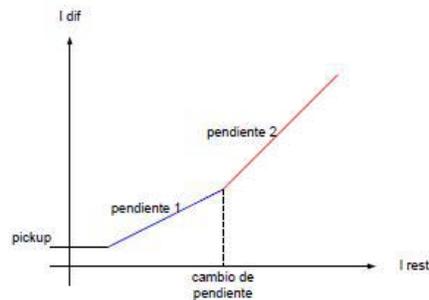


Figura 2.26 Pendiente de la característica diferencial.

Por lo que se establecen los criterios generales para todos los tipos de relevadores y para ajustes particulares éstos deberán de efectuarse en base a lo establecido en los manuales de los fabricantes respectivos. Para comisión son los que se muestran a continuación:

Configurar las RTC's local y remota.

Ajuste del arranque:

- Ajustar a 5 A secundarios en el extremo con la mayor RTC (RTCmáx).
- Ajustar a $5 \cdot (RTCmáx / RTCmín)$ el extremo con la menor RTC (RTCmín).
- Medir la corriente de carga capacitiva máxima en vacío en amperes secundarios en cada extremo, considerar el voltaje más alto al que puede operar la red asociada.
- Verificar que el valor medido anterior sea menor que el ajuste de 5 A secundarios.
- Calcular el valor de corriente de falla mínima.
- Verificar que el ajuste de 5 A sea menor que el 50 % del valor de falla mínima al final de la línea con ambos extremos cerrados; en caso contrario deberá de ajustarse al 50% del valor de falla mínima.

Ajuste de pendiente 1.

-Este ajuste define la pendiente de la característica de operación cuando la corriente de restricción es menor al ajuste de cambio de pendiente.

-Ajustar al 30%.

Ajuste de la pendiente 2.

-Este ajuste define la pendiente de la característica de operación cuando la corriente de restricción es mayor al ajuste de cambio de pendiente.

-Ajustar al 50%.

Ajuste del cambio de pendiente (punto de inflexión).

-Este ajuste define el cambio de pendiente 1 o 2.

-Ajustar a un valor de 400% del valor de la corriente de carga máxima de la línea en la condición más crítica.

2.6 Comparación de los esquemas de protección de líneas de transmisión.

Tabla 2.3 Comparación de principios de protección diferencial.

	Sobrecorriente direccional	Distancia	Comparación direccional	Diferencial
Ventajas	1) Simple y económico	1) No requiere comunicación.	1) La zona de alta velocidad cubre el 100% de la línea.	1) La zona de protección de alta velocidad cubre el 100% de la línea.
	2) No requiere comunicación.	2) El alcance de zona de alta velocidad no es afectado por la impedancia de la fuente.	2) Funciona con cualquier canal de comunicación dedicado.	2) El alcance de la zona de alta velocidad no es afectado por la impedancia de la fuente.
	3) 67N y 67Q proveen mejor cobertura para fallas a tierra que el 21N.	3) Proporciona mejor cobertura para fallas a tierra que el 67, sin sacrificar carga.	3) Proporciona una alta cobertura de resistencia a fallas a tierra cuando se utilizan elementos 67N o 67Q.	3) Proporciona una alta cobertura de resistencia de falla de fase y tierra
	4) 67Q no es afectado por la impedancia mutua de secuencia cero	4) Provee una protección de respaldo coordinada por tiempo fallas en líneas y buses adyacentes.		4) Solo requiere información de la corriente: es inmune a la pérdida de potencial y a los transformadores de potencial capacitivos.
	5) Provee una protección de respaldo coordinado para fallas de buses y líneas adyacentes.			5) Proporciona una alta selectividad y seguridad.
				6) Casi infalible antes carga, desbalances, oscilaciones de potencia, acoplamiento mutuo y a inversión de voltajes.
				7) Se desempeña bien para fallas evolutivas y cross-country.
				8) Pueden manejar inversión de corrientes.
				9) Identifican la fase fallada: fácil de aplicar el DRM

Desventajas

- | | | | |
|--|--|--|--|
| <p>1) La zona de alta velocidad no cubre el 100% de la línea.</p> <p>2) Le afecta la impedancia de la fuente.</p> <p>3) 67 proporciona menos cobertura de resistencia de falla de fase que el 21.</p> <p>4) Requiere señales de voltaje.</p> <p>5) Le afecta la carga, desbalances, oscilaciones de potencia, acoplamiento mutuo, a inversión de voltajes y corrientes</p> <p>6) Requiere cambios de ajuste antes cambios en el sistema de potencia.</p> | <p>1) La zona de alta velocidad no cubre el 100% de la línea.</p> <p>2) El 21N proporciona menos cobertura para fallas de resistencia a tierra que el 67N y el 67Q.</p> <p>3) Requiere información de voltaje para la función de polarización y de distancia.</p> <p>4) Le afecta la carga, desbalances, oscilaciones de potencia, acoplamiento mutuo, a inversión de voltajes y corriente</p> | <p>1) Fallas en el canal afectan la dependabilidad o la seguridad.</p> <p>2) Proporciona menos cobertura para fallas de fase con resistencia comparado con el 87.</p> <p>3) Requiere información de voltaje para las funciones de distancia y polarización direccional.</p> <p>4) Le afecta la carga, desbalances, oscilaciones de potencia, acoplamiento mutuo, a inversión de voltajes y corriente</p> <p>5) No proporciona protección de respaldo para fallas en buses y líneas adyacentes.</p> | <p>1) Requiere canal de comunicación con velocidad mayor a 56 kbps.</p> <p>2) La falla de canal deshabilita la protección.</p> <p>3) No proporciona protección de respaldo para fallas en líneas y buses adyacentes.</p> |
|--|--|--|--|

*3 Localización De Fallas En
Líneas De Transmisión*

3.1 Objetivo de la ubicación de la falla y su importancia. [8] [9] [10]

La información precisa sobre la ubicación de la falla ayuda al personal de servicios públicos a acelerar la restauración del servicio, reduciendo el tiempo de interrupción, la pérdida de ingresos, los costos operativos y las quejas de los clientes. La localización de fallas también es valiosa para analizar el funcionamiento del esquema de protección y en los esquemas automáticos de restauración y reconfiguración de circuitos.

La ubicación de fallas es un proceso destinado a localizar la falla ocurrida con la mayor precisión posible. Un localizador de fallas es principalmente el equipo de protección suplementario, que aplica los algoritmos de localización de fallas para estimar la distancia a la falla. Al ubicar fallas en la línea que consta de más de una sección, es decir, en el caso de una línea de tres terminales o de múltiples terminales, la sección con fallas debe identificarse y debe ubicarse una falla en esta sección. Una función de localización de fallas se puede implementar en:

- Relevadores de protección microprocesados.
- Registradores de fallas digitales.
- Localizadores de fallas independientes.
- Programas de análisis post-falla.

La inclusión de la función de localización de fallas como una función adicional de los relevadores se usa comúnmente en la práctica. En este caso, la alta capacidad de cómputo y la comunicación con sitios remotos de equipos modernos se utilizan a un bajo costo, o casi sin costo adicional. Además, los registradores de fallas digitales permiten una incorporación fácil y no costosa de la función de localización de fallas. A su vez, los localizadores de fallas independientes se aplican en el caso de utilizar algoritmos sofisticados de localización de fallas y bajo la condición de que se acepte un mayor costo de la implementación. Sin embargo, la otra posibilidad está relacionada con los programas de análisis posterior a la falla [120] con algoritmos de localización de fallas incluidos. Dichos programas se utilizan principalmente para verificar el funcionamiento de los relevadores de protección.

Las técnicas de localización de fallos incluyen métodos basados en impedancia y ondas viajeras.

3.2 Localizadores de falla versus relevadores de protección. [8] [11]

Los localizadores de fallas y los relevadores de protección están estrechamente relacionados, sin embargo, existen algunas diferencias importantes entre ellos. Estas diferencias pueden considerarse relacionadas con las siguientes características:

- Precisión de la ubicación de la falla.
- Velocidad de determinar la posición de falla.
- Velocidad de transmisión de datos desde un sitio remoto.
- Ventana de datos utilizados.
- Filtrado digital de señales de entrada y complejidad de cálculos.

Los localizadores de fallas se utilizan para localizar con precisión la posición de la falla y no solo para la indicación del área general (definida por una zona de protección) donde ocurrió una falla, como es el caso de los relevadores de protección.

Tanto la medición como la toma de decisiones de los relevadores de protección se realizan en un régimen de tiempo real. La alta velocidad de operación de los relevadores de protección aparece como un requisito crucial impuesto sobre ellos. Esto es así porque para evitar la propagación de los efectos de falla; la línea fallada debe dejarse fuera de servicio lo más rápido posible. Por lo tanto, se aplican algoritmos de medición de alta velocidad en los relevadores de protección contemporáneos. El uso de interruptores automáticos de alta velocidad también es de suma importancia. El tiempo de eliminación de fallas es una consideración importante en la selección de relevadores de protección y los requisitos para la velocidad de transmisión deben determinarse cuidadosamente. Si la transmisión es demasiado lenta, pueden producirse inestabilidad del sistema, daños excesivos al equipo y

efectos adversos en el servicio al cliente. Por otro lado, una protección más rápida tiende a comprometer la seguridad y la selectividad del sistema de retransmisión. El requisito para la eliminación rápida de fallas exige que la decisión de desconectar las líneas de transmisión se tome en poco tiempo, incluso más rápido que en un ciclo de la frecuencia fundamental (16 ms para los sistemas que funcionan a 60 Hz). En contraste, los cálculos de los localizadores de fallas se realizan en un modo fuera de línea, ya que los resultados de estos cálculos (la posición de la falla y en el caso de algunos algoritmos también son la resistencia de falla involucrada) son para usuarios humanos. Esto implica que la velocidad de localización de fallas de los cálculos se puede medir en segundos o incluso en minutos.

En el caso de los relés de protección, la alta velocidad requerida impone que los cálculos aplicados no tengan que ser demasiado complejos y consumir demasiado tiempo. En contraste, los cálculos de localización de fallas no tienen tales limitaciones. Como por ejemplo, se puede aplicar un cálculo de fasor más preciso para la ubicación de la falla, incluido el rechazo de los componentes de CC. Además, los modelos de la línea eléctrica y la falla en los algoritmos de localización de fallas son generalmente más avanzados que para los relevadores.

3.3 Errores de la localización de fallas. [12] [13]

La definición de error de localización de la falla según algunos autores es la siguiente:

El error porcentual en la estimación de la ubicación de la falla basada en la longitud total de la línea: (error) = (lectura del instrumento - distancia exacta a la falla) dividido por (longitud total de la línea).

Y se expresa con la siguiente formula:

$$error (\%) = \frac{D - D_{exacta}}{L} 100\% \quad (3.1)$$

Al realizar la evaluación estadística de la precisión para el método de ubicación de fallas en particular, se determinan diferentes medidas para el error de ubicación de fallas. Por ejemplo, los valores máximos, promedio, de desviación estándar se determinan para los propósitos de la evaluación. Es característico que el valor absoluto se tome generalmente para el nominador de la fórmula de definición (3.1), y de este modo se obtenga:

$$error (\%) = \frac{|D - D_{exacta}|}{L} 100\% \quad (3.2)$$

Al realizar la evaluación de la precisión de la ubicación de la falla, se tienen en cuenta diferentes factores que afectan la precisión. Los principales factores comúnmente considerados como modificables durante el análisis de evaluación son:

Ubicación de la falla

Tipo de falla

Resistencia a la falla incluyendo la presencia de un arco secundario

El nivel de flujo de energía antes de la falla y su dirección

Fuentes equivalentes detrás de los terminales de línea

Desequilibrio en la línea debido a la falta de transposición

Inexactitud en el suministro de datos de impedancia para la línea aérea (o cable)

Inexactitud en el suministro de datos de impedancia para la proximidad de la línea aérea considerada (o cable subterráneo), como por ejemplo la posible discrepancia con respecto a las impedancias de la fuente (si están involucradas en el algoritmo de ubicación de fallas evaluado)

Presencia y estado de los dispositivos de serie y derivación en la línea, como por ejemplo las instalaciones de los bancos de capacitores de compensación en serie equipados con varistores de óxido de metal (MOV)

Ángulo de inicio de falla

Identificación de una falla, en términos de la corrección y exactitud de la detección de los principios de falla, detección de clarificación de falla, clasificación de tipo de falla

Errores transitorios y constantes de los transformadores de voltaje y de corriente del instrumento, incluida la posibilidad de saturación del TC

Respuesta de frecuencia de las cadenas de medición de voltaje

Exactitud de la conversión A / D, entre otras.

3.4 Métodos de localización de fallas en líneas de transmisión. [4] [7] [14] [15]

Los métodos de localización de fallas basados en impedancia y en ondas viajeras son los métodos más comunes para ubicar fallas en líneas de transmisión de energía. Estos métodos de localización de fallas se pueden agrupar en:

Métodos de una sola terminal

Métodos de dos terminales.

3.4.1 Métodos basados en la impedancia.

3.4.1.1 Método de impedancia de una sola terminal.

El método de localización de fallas basado en impedancia de una sola terminal utiliza voltajes y corrientes locales junto con las impedancias de línea de secuencia positiva y cero para estimar la localización de la falla.

Según el tipo de falla, un método de una sola terminal usa una de las seis mediciones enumeradas en la Tabla 3.1 para fallas no balanceadas y mediciones de voltaje y corriente de secuencia positiva (V_1 e I_1 , respectivamente) para fallas trifásicas. Este método usa (3.3) para estimar la localización de la falla.

$$M = LL \cdot \frac{\text{Im}(V_{LP} \cdot I_{POL}^*)}{\text{Im}(Z_1 \cdot I_{POL} \cdot I_{POL}^*)} \quad (3.3)$$

Donde:

M Es la distancia a la falla en kilómetros

LL Es la longitud total de la línea en kilómetros

Z_1 Es la impedancia de secuencia positiva

V_{LP} E I_{LP} son el voltaje y la corriente medidos

I_{POL} Es la corriente de polarización.

Tabla 3.1 Parámetros utilizados para localización de impedancia de una sola terminal.

Tipo de falla	Voltaje	Corrientes
AG	V_A	$I_A + (Z_0/Z_1)I_0$
BG	V_B	$I_B + (Z_0/Z_1)I_0$
CG	V_C	$I_C + (Z_0/Z_1)I_0$
AB,ABG	$V_A - V_B$	$I_A - I_B$
BC,BCG	$V_B - V_C$	$I_B - I_C$
CA,CAG	$V_C - V_A$	$I_C - I_A$
ABC	V_1	I_1

En la Tabla 3.1, Z_0 es la impedancia de secuencia cero de la línea e I_0 es la corriente de secuencia cero.

Distintos métodos de localización de falla por impedancia de una sola terminal se derivan utilizando diferentes corrientes de polarización. La corriente de secuencia negativa es la mejor opción para la corriente de polarización para fallas no balanceadas, y la corriente de secuencia positiva es la mejor opción para fallas equilibradas en tres fases.

La precisión de este método depende de varios factores, incluida la precisión de los datos de impedancia de la línea, la resistencia de falla, la falta de homogeneidad del sistema y el acoplamiento mutuo. Para fallas de una línea a tierra en sistemas no homogéneos con alta resistencia los errores en la localización son mucho mayores que al 5%

3.4.1.2 Método de impedancia de doble terminal.

El método de localización de fallas basado en impedancia de doble terminal (DEZFL) utiliza voltajes y corrientes de los terminales locales y remotos y, por lo tanto, requiere un canal de comunicaciones y una referencia de ángulo común para los fasores locales y remotos. Uno de estos métodos utiliza el perfil de voltaje de secuencia negativa a lo largo de la línea con falla para todas las fallas desequilibradas. La figura 3.1 muestra un perfil de voltaje de secuencia negativa para una falla en F en una línea de longitud, LL. La falla está a M (km) de la Terminal Local, L, y LL - M (km o mi) de la Terminal Remota, R.

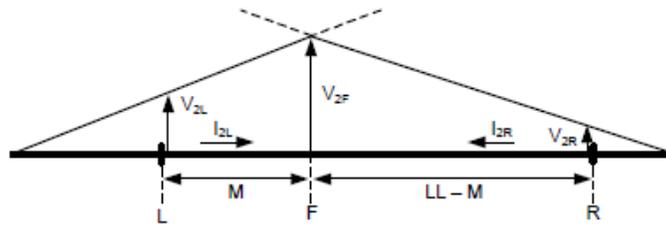


Figura 3.1 Perfil de voltaje de secuencia negativa que explica el método de localización de fallas de impedancia de doble terminal.

Para fallas desbalanceadas este método calcula la localización de la falla de acuerdo a (3.4).

$$M = LL \cdot Re \left(\frac{(V_{2L} - V_{2R}) + Z_1 \cdot I_{2R}}{Z_1 \cdot (I_{2L} + I_{2R})} \right) \tag{3.4}$$

Donde:

V_{2L} Es el voltaje de secuencia negativa de la terminal local.

V_{2R} Es el voltaje de secuencia negativa de la terminal remota.

I_{2L} Es la corriente de secuencia negativa de la terminal local.

I_{2R} Es la corriente de secuencia negativa de la terminal remota.

Re Es la parte real.

El método de impedancia de doble terminal es inmune al efecto de alimentación remota, y funciona bien para fallas resistivas en sistemas no homogéneos. La falta de homogeneidad de las líneas afecta a este método, pero en menor medida que al método de una sola terminal. El método de doble terminal no utiliza la impedancia de línea de secuencia cero y, por lo tanto, no está afectado por errores en los datos de impedancia de secuencia cero. Tampoco se ve afectado por el acoplamiento mutuo de secuencia cero. El método de impedancia de doble terminal es más preciso que el método de una sola terminal. Sin embargo, no tiene una mejora significativa de la localización de la falla, tiene una precisión mejor de aproximadamente 1 a 2% de la longitud de la línea para fallas a tierra.

3.4.2 Métodos basados en el reconocimiento de patrones de onda viajera.

En general, los métodos de localización de fallas basados en impedancia requieren la presencia de una falla durante un par de ciclos para proporcionar resultados precisos. Si bien este requisito no es un problema en las aplicaciones de red de subtransmisión, puede ser un problema en aplicaciones de voltaje extra alto (EHV) y voltaje ultra alto (UHV), donde las fallas a veces se eliminan en menos de dos ciclos. Además, los métodos basados en impedancia podrían no ser aplicables a líneas con compensación en serie o líneas cercanas a la compensación en serie debido a que la combinación de un capacitor en serie y su protección contra sobre voltaje crea una caída de voltaje dependiente de la corriente (y por lo tanto una impedancia en serie) que no se tiene en cuenta en las ecuaciones de localización de fallas basadas en impedancia.

Debido a la importancia de localizar fallas para evitar la repetición de fallas y el alto costo asociado con la búsqueda de fallas en la línea, las compañías de energía eléctrica requieren dispositivos de localización de fallas precisos para todas las aplicaciones. Por esta razón, algunas utilidades han instalado dispositivos que utilizan métodos basados en el reconocimiento de patrones de onda viajera para localizar fallas. Estos métodos proporcionan precisión en el orden de un tramo de torre.

El desarrollo de técnicas de localización de fallas utilizando datos digitales es importante para acelerar la restauración del servicio y para identificar las áreas de fallas, luego de un evento. Los métodos de localización de fallas en las redes de energía pueden clasificarse en dos categorías fundamentales: técnicas basadas en componentes de frecuencia de potencia, y la otra utilizando los componentes de frecuencia más alta de las señales de falla transitoria. Este último se conoce como el método de localización de fallas de onda viajera o de velocidad ultra alta, debido a su uso de la teoría de la onda viajera y las ventanas de muestreo más cortas.

La teoría de la onda viajera ha sido estudiada durante mucho tiempo con el propósito de detectar fallas y ubicarla en líneas de transmisión. La idea esencial detrás de estos métodos se basa en la correlación entre las ondas viajeras a lo largo de la línea. El principio de las técnicas de localización de fallas se basa en la identificación sucesiva de la falla, iniciada por la señal de corriente / voltaje de alta frecuencia presente en el lugar donde está instalado el localizador. En particular, las primeras y pocas señales subsiguientes se utilizan para identificar la posición de falla. El tiempo de propagación de los componentes de alta frecuencia también se utiliza para determinar la posición de falla. La técnica ha demostrado ser inmune a fenómenos de frecuencia industrial, tales como oscilaciones de potencia y saturación del transformador de corriente (CT), y es insensible al tipo de falla, resistencia de falla, ángulo de inicio de falla y parámetros de fuente del sistema.

Desde 1931 se ha informado sobre métodos de localización de fallas de onda viajera tanto para cables subterráneos como para líneas aéreas. Durante la década de 1940, los métodos fueron ampliamente adoptados para su uso en cables subterráneos sin energía. Durante muchos años, las empresas suministradoras de energía han reconocido los métodos de ondas viajeras como una forma de superar las imprecisiones y limitaciones de los métodos de impedancia tradicionales para la localización de fallas. Los métodos de localización de fallas de ondas viajeras fueron ampliamente usados durante la década de 1950. Los sistemas de ondas viajeras proporcionaron una mayor precisión que cualquier otra cosa disponible anteriormente, pero fueron abandonados gradualmente debido a problemas de confiabilidad y mantenimiento que resultaron en una pérdida de interés y confianza en las técnicas.

Recientemente, los métodos de ondas viajeras han resurgido como una alternativa para la localización de fallas. Esto se debe principalmente al deseo de las empresas de servicios públicos por una localización de fallas más rápida y precisa, junto con mejoras en la adquisición de datos: sincronización de hora GPS y sistemas de comunicación. En general, los últimos sistemas de localización de fallas de onda viajera para líneas aéreas se pueden dividir en 3 modelos:

De un solo terminal.

De doble terminal.

Entre las limitaciones de los métodos de ondas viajeras, el requisito de una alta tasa de muestreo se establece con frecuencia. Otros problemas planteados incluyen la incertidumbre en la elección de la ventana de muestreo y los problemas para distinguir entre las ondas viajeras reflejadas desde la falla y desde el extremo remoto de la línea.

Los métodos de localización de fallas que usan ondas viajeras son independientes de la configuración de la red y de los dispositivos instalados en la red. Estas técnicas son muy precisas, pero requieren una alta tasa de muestreo y su implementación es más costosa que la implementación de técnicas basadas en impedancia.

3.4.2.1 Método de la onda viajera de doble terminal.

El método de onda viajera de doble terminal utiliza los tiempos de llegada de la primera onda en los terminales locales y remotos, junto con la longitud de la línea, el tiempo de propagación de la línea para estimar la localización de la falla.

Los dispositivos locales y remotos que adquieren los datos requieren una referencia de tiempo común. El diagrama de Bewley [4], que se muestra en la figura 3.2, ilustra los tiempos de llegada al local, t_L y remoto, t_R terminales para una falla en F.

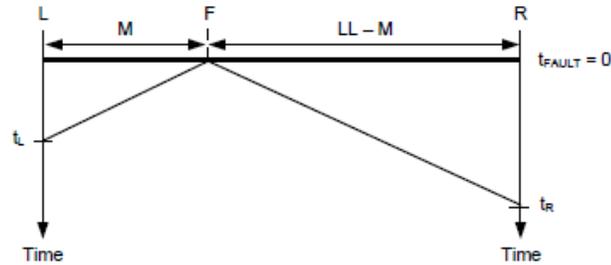


Figura 3.2 Diagrama de Bewley del método de doble terminal de onda viajera.

La falla está a M (km) de la Terminal Local, L, y LL - M (km) de la Terminal Remota, R. La velocidad de propagación de la onda viajera, V_p (velocidad de propagación), para la línea es la longitud dividida entre el tiempo de propagación de la onda viajera. La primera onda viajera llega a la Terminal Local, L, en $t_L = M / V_p$. La primera onda viajera llega al terminal remoto, R, en $t_R = (LL - M) /$ tiempo de V_p . Al resolver estas dos ecuaciones para M, obtenemos (3.5), que el método de doble terminal de onda viajera usa para estimar la localización de la falla.

$$M = \frac{LL - v_p \cdot (t_L - t_R)}{2} \tag{3.5}$$

La ecuación (3.5) se utiliza para analizar la sensibilidad del método de doble terminal a los errores en la configuración y la estimación del tiempo de llegada de la onda. Espere las siguientes sensibilidades a los errores:

1 por ciento de error en la configuración de LL da como resultado 1 por ciento de error en la FL.

1 μ s de error en la configuración TWLPT resulta en un error de ubicación de falla de 150 m (500 pies) para líneas aéreas y 75 m (250 pies) para cables subterráneos.

1 μ s de error en la marca de tiempo TW resulta en un error de ubicación de falla de aproximadamente la mitad del tramo de la torre en una línea eléctrica aérea y la mitad de ese valor en Cables subterráneos.

Se debe tomar en cuenta que las primeras ondas pueden crear patrones similares en varios terminales de línea. Por ejemplo, las primeras ondas registradas en la terminal L y el adyacente a L (el contrario de R) son muy similares en términos de polaridad y sincronización relativa. Mientras se espera que la terminal Local se dispare, se espera que cualquier terminal adyacente se bloquee.

3.4.2.2 Análisis modal.

Además de analizar los sistemas de energía que utilizando corrientes y voltajes de fase, a menudo dependemos de un conjunto auxiliar de variables obtenidas parámetros a través de una transformación lineal de elección. Estas transformaciones se seleccionan para simplificar el análisis aprovechando las relaciones específicas entre los parámetros en el sistema trifásico o las relaciones específicas entre las señales de fase. Las componentes simétricas son la transformación más común utilizada en el análisis del sistema eléctrico, en particular el análisis de fallas. Sin embargo, los componentes simétricos se aplican a los fasores de corriente y voltaje y no a valores instantáneos como las ondas viajeras de corriente y voltaje. Para analizar las ondas viajeras, usamos la transformación de Clarke. La ecuación (3.6) define los componentes de Clarke de las corrientes de fase, con referencia a la Fase A.

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix} = T_c^{-1} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 2 & -1 & -1 \\ 0 & \sqrt{3} & -\sqrt{3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Los tres modos se denominan cero, alfa y beta. Si las corrientes son iguales en A, B y C y regresan por tierra, entonces solo se excita el modo cero, que se muestra en la fila superior de (3.6). Si toda la corriente fluye hacia abajo la Fase A y la mitad regresa en B y C, entonces solo se excita el modo alfa. Si toda la corriente fluye hacia abajo B y vuelve a C, entonces solo se excita el modo beta. Los componentes de Clarke calculados con referencia a la Fase A funcionan bien para fallas AG y BC, pero no funcionarán de manera óptima para otros tipos de fallas.

Para cubrir todos los tipos de fallas, podemos usar tres conjuntos de componentes de Clarke con referencia a la Fase A, la Fase B y la Fase C de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} I_0^A \\ I_\alpha^A \\ I_\beta^A \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ 0 & \sqrt{3} & -\sqrt{3} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

$$\begin{bmatrix} I_0^B \\ I_\alpha^B \\ I_\beta^B \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} -1 & 2 & -1 \\ -\sqrt{3} & 0 & \sqrt{3} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

$$\begin{bmatrix} I_0^C \\ I_\alpha^C \\ I_\beta^C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} -1 & -1 & 2 \\ \sqrt{3} & -\sqrt{3} & 0 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

La necesidad de trabajar con tres conjuntos de componentes de Clarke los hace menos cómodos de usar en comparación con los componentes simétricos cuando se analizan señales de dominio de frecuencia (fasores). Debido a que los componentes simétricos no se pueden usar para analizar los transitorios de una onda viajera, tenemos que confiar en los componentes de Clarke, a pesar de la necesidad de tres conjuntos de cálculos. Los componentes alfa son apropiados para analizar las ondas viajeras lanzados por fallas de fase a tierra y los componentes beta para fallas entre líneas.

Las impedancias características, la atenuación y la dispersión son, en general, diferentes para los tres modos. La velocidad de propagación, la dispersión y la atenuación son criterios clave al seleccionar el modo alfa beta o cero de cada fase.

3.4.2.3 Selección del modo y el marco de referencia de fase.

El modo de secuencia cero es el menos apropiado, porque tiene más atenuación y dispersión que los modos alfa y beta aéreos, debido a las mayores pérdidas en la tierra que en los conductores. Esto deja seis componentes aéreos de Clarke para trabajar con: alfa y

beta, cada uno referenciado a las fases A, B o C. Las simulaciones muestran que los componentes alfa y beta tienen las siguientes características:

- Las corrientes alfa están disponibles para todos los tipos de fallas. Proporcionan una cantidad confiable para detectar TWs.
- Las corrientes beta proporcionan magnitudes de señal marginalmente más altas para fallas de fase a fase cuando la diferencia de voltaje de fase a fase en la ubicación de la falla es más alta que las tensiones de fase a tierra de las fases con falla.
- El uso del más alto de las corrientes alfa y beta reduce el error de estimación de ubicación de falla, pero solo marginalmente y solo en algunos casos.

Como resultado, utiliza el componente alfa con la mayor amplitud y de esta manera solo se tiene una transformación modal por fase.

*4 Modelado Dispositivos Del
Sistema De Potencia*

4.1 Líneas de transmisión. [1] [2] [3] [16]

Una línea de transmisión es el medio por el cual se transporta energía eléctrica entre dos puntos del sistema de potencia, comúnmente a grandes distancias y según se requiera en un sentido u otro. Estas líneas, pueden ser diseñadas aéreas o subterráneas y pueden transportar energía de corriente alterna (CA) o directa (CD), dependiendo de las ventajas técnicas y económicas que ofrezcan para determinado escenario de transmisión.

Así mismo, los niveles altos (HV) y extra altos (EHV) de voltaje que manejan las líneas de transmisión, están pensados en la forma más económicamente eficiente de transportar la potencia eléctrica a grandes distancias, contemplando factores mecánicos, eléctricos y ambientales.

En México, existen redes malladas de líneas de transmisión con niveles de voltaje ya establecidos que clasifican a las líneas en áreas por la función que realizan, las cuales se pueden identificar como sigue:

a) Líneas de transmisión.

Con niveles de extra alta tensión (EHV), de 230 kV, 400 kV y mayores, son líneas que enlazan las centrales generadoras con los centros de distribución o de consumo.

b) Líneas de subtransmisión.

Con niveles de alta tensión (HV), que van desde 69 kV hasta 161 kV, son líneas de menor distancia que las líneas de transmisión, que además han pasado por varios puntos de la red tales como las subestaciones.

c) Líneas de distribución.

Con niveles de media tensión (MV), que van desde 2.4 kV hasta 34.5 kV, son líneas que salen de las subestaciones de distribución hasta los centros de consumo.

Actualmente, las líneas aéreas trifásicas con transmisión de CA son las más utilizadas, su composición básicamente está formada por conductores, aisladores, hilos de guarda y estructuras metálicas, que aíslan y dan soporte a la línea, como se muestra en la figura 4.1



Figura 4.1 Estructura básica de una línea de transmisión aérea.

Es importante agregar, que los conductores están formados por capas de hilos trenzados de acero, aluminio y aleaciones de aluminio, y que la cantidad de conductores utilizados por fase en una línea de transmisión, variará dependiendo del nivel de voltaje aplicado y la cantidad de potencia transmitida.

En el mercado existen conductores con diferentes combinaciones de hilos trenzados, que derivan en diferentes propiedades mecánicas y eléctricas. Estos conductores son identificados por sus iniciales en inglés:

AAC	conductor todo de aluminio
AAAC	conductor todo de aleación de aluminio
ACSR	conductor de aluminio con alma de acero
ACAR	conductor de aluminio con alma de aleación
ACS	conductor de acero revestido de aluminio

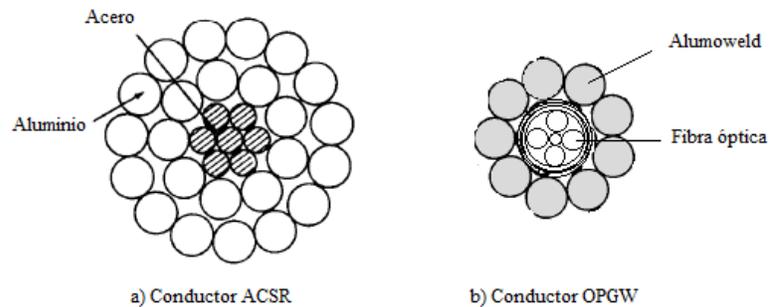


Figura 4.2 Sección transversal de conductores.

Otro elemento importante de los mencionados anteriormente, son los hilos de guarda, ubicados arriba de los conductores de fase, sirven para proteger a estos últimos contra descargas atmosféricas. Son conectados a tierra en la torre provocando que cuando un rayo choca contra ellos, fluya hacia tierra sin causar daños. Suelen ser de acero de alta o extra alta resistencia mecánica, alumoweld (ACS) o de aluminio reforzado (ACSR) con secciones transversales mucho menores que la de los conductores de las fases.

En la actualidad a los hilos de guarda, se les ha dado otra función que la de solo protección contra descargas atmosféricas. Con el uso de un nuevo tipo de conductor llamado OpGW (optical ground wire), se ha aprovechado el tendido paralelo con la línea de transmisión para comunicación de datos. Esta red de comunicación, principalmente es utilizada en monitoreo y control de elementos importantes del Sistema Eléctrico Nacional (generadores, subestaciones, nodos, etc.) y para comunicación de los relevadores de protección utilizados en las líneas de transmisión.

Todos estos conductores, con diferentes características mecánicas y eléctricas, son concentrados por los fabricantes, en tablas que comúnmente se encuentran en unidades del sistema inglés. Estas tablas, enlistan los nombres con los que se identifican a los conductores, junto con áreas transversales, diámetros, resistencias y reactancias inductivas y capacitivas por unidad de longitud que en estos casos sería en ohm-milla (Ω/mi).

4.1.1 Parámetros de una línea de transmisión trifásica.

Son cuatro los parámetros básicos que afectan la correcta transferencia de energía a través de las líneas de transmisión: resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia. Ya que estos parámetros se encuentran distribuidos a lo largo de todos los conductores que conforman la línea, se vuelve indispensable identificarlos y calcularlos para determinar el comportamiento que tendrán los voltajes y las corrientes a través de las líneas de transmisión.

Se debe dejar en claro, que dependiendo del tipo de distribución que tengan los conductores en las estructuras que los soportan, y la cantidad de circuitos con los que se acoplen a lo largo de la longitud de toda la línea, serán los valores totales de los parámetros utilizados para estos cálculos. En la figura 2.3 se observan diferentes distribuciones de conductores en torres de transmisión.

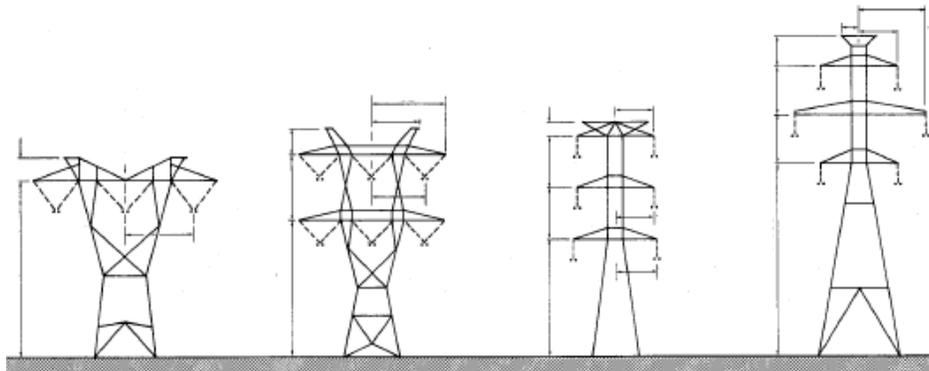


Figura 4.3 Distribución asimétrica de conductores en estructuras.

4.1.2 Compensación serie de líneas de transmisión.

La *compensación serie* consiste en un banco de capacitores colocado en serie con cada conductor de fase de la línea. Su objetivo es el de reducir la impedancia serie (reactancia inductiva específicamente) de la línea, para disminuir la caída de voltaje (donde estén conectados los capacitores) y aumentar la capacidad de transmisión de potencia en ella.

Supóngase una línea de transmisión simétrica con generadores a ambos extremos V_S y V_R , respectivamente, sin compensación. La potencia máxima transmitida por esta línea, normalmente sería $P_{max} = (V_S * V_R)/X_L$, donde X_L es la reactancia total de la línea. Si agregamos compensación serie capacitiva (X_C), que modifique la impedancia total de la línea, la potencia máxima transmitida ahora quedaría como la ecuación (4.1):

$$P_{max} = \frac{V_S * V_R}{(X_L - X_C)} \quad (4.1)$$

Se puede determinar el porcentaje de compensación con la ecuación (4.2).

$$\% \text{ Compensación} = \frac{X_C}{X_L} \quad (4.2)$$

Se debe tener cuidado con el grado de compensación, debido a que esta afectará la estabilidad del sistema.

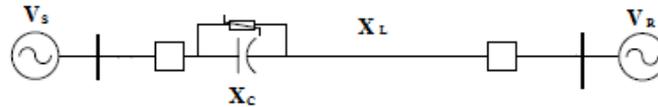


Figura 4.4 Representación de una línea de transmisión con compensación serie.

4.1.3 Modelado de líneas de transmisión en Simulink.

4.1.3.1 Selección del tipo de línea.

En Simulink se encuentran dos modelos de línea una de parámetros distribuidos y otras de parámetros concentrados.

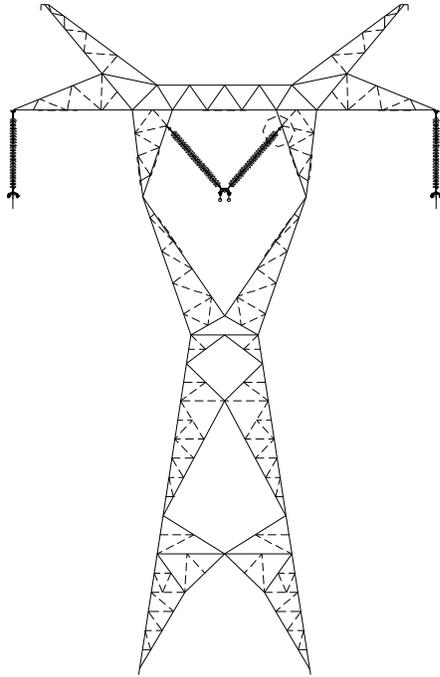


Figura 4.6 Estructura de disposición horizontal de fases

Una vez con estos datos se utilizó el software ASPEN construction editor para modelar la estructura como se muestra en la figura 4.6.

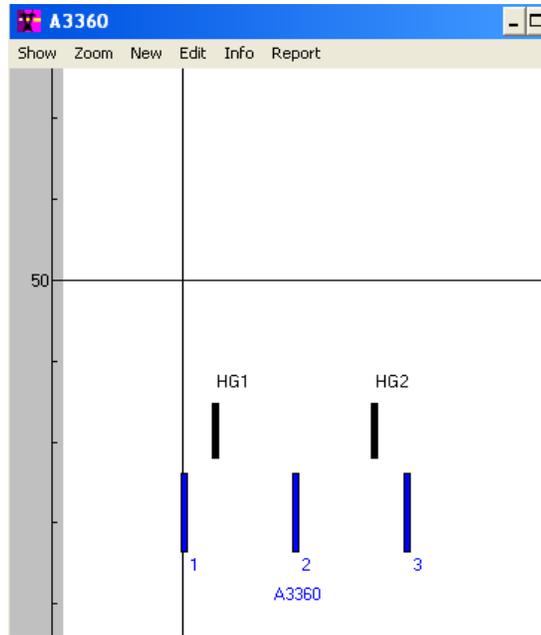


Figura 4.7 Modelo de la estructura de la línea A3360.

Se obtuvo el reporte de la estructura con los datos en Ohm/km de secuencia positiva, negativa y cero como se observa en la figura siguiente.

```

Overhead construction "A3360"
Ground wires are continuous.
Lines are continuously transposed.
Earth Resistivity = 100

[ 1] Circuit "A3360":
Wire "ACSR 1113 45/7 BlueJay 50°C" Wires in Bundle: 2
( 1) Ph1 0.225X 26.200Yhi 10.000Seg 45.000Sep 180.000Alpha
( 2) Ph2 12.725X 26.200Yhi 10.000Seg 45.000Sep 180.000Alpha
( 3) Ph3 25.225X 26.200Yhi 10.000Seg 45.000Sep 180.000Alpha
Ground "HG1":
Wire "ACEROS/Ø 75°C"
3.850X 34.880Yhi 7.000Seg
Ground "HG2":
Wire "ACEROS/Ø 75°C"
21.600X 34.880Yhi 7.000Seg

Positive Sequence Self Parameters
Circuit Impedance(Ohm/km) Capacitance(microfarads/km)
[ 1] 0.029628 +j 0.40248 +0.010958

Zero Sequence Self Parameters
Circuit Impedance(Ohm/km) Capacitance(microfarads/km)
[ 1] 0.27783 +j 1.2209 +0.0076062
    
```

Figura 4.8 Parámetros de impedancia de la línea A3360 en ASPEN OneLiner.

Como se mencionó antes en Simulink se tienen dos tipos de líneas, de parámetros distribuidos y de parámetros concentrados. Haciendo pruebas se determina que el mejor modelo es el de parámetros distribuidos debido a que este no filtra las señales, es el modelo más apegado a la realidad y el que se utiliza en la mayoría de las simulaciones de fenómenos transitorios.

4.1.3.2 Bloque línea de parámetros distribuidos. [17]

El bloque Línea de parámetros distribuidos implementa un modelo de línea de parámetros distribuidos con N fases con pérdidas acumuladas. La figura 4.9 muestra el bloque.

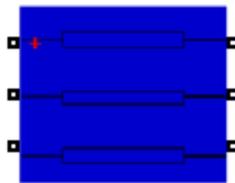


Figura 4.9 Bloque Distributed Parameters Line.

El modelo se basa en el método de onda viajera de Bergeron utilizado por el Programa de Transitorios Electromagnéticos (EMTP). En este modelo, la línea LC distribuida sin pérdidas se caracteriza por dos valores (para una línea monofásica): la impedancia de sobretensión y la velocidad de propagación de la onda. L y C son la inductancia y capacitancia de longitud por unidad $Z_c = \sqrt{L/C}$ $v = 1/\sqrt{LC}$.

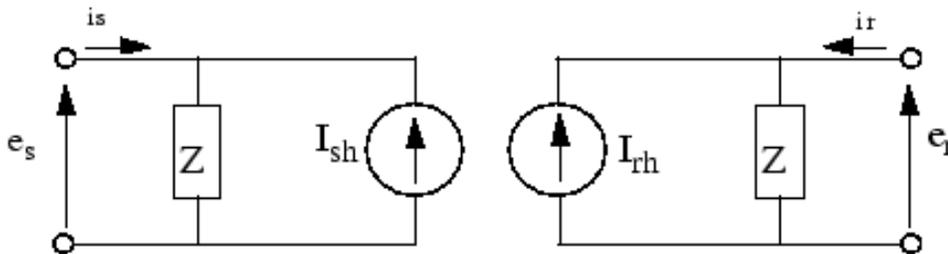


Figura 4.10 Modelo de dos puertos de una línea monofásica.

Para una línea sin pérdidas ($r = 0$), la cantidad $e + Z c i$, donde e es el voltaje de línea en un extremo e_i es la corriente de línea que entra en el mismo extremo, debe llegar sin cambios al otro extremo después de un retraso de transporte τ .

$$\tau = \frac{d}{v} \tag{4.3}$$

Donde

d es la longitud de la línea.

v es la velocidad de propagación.

Los datos obtenidos del modelado de la línea en ASPEN CONSTRUCTOR EDITOR se añaden al bloque de la línea de la siguiente manera.

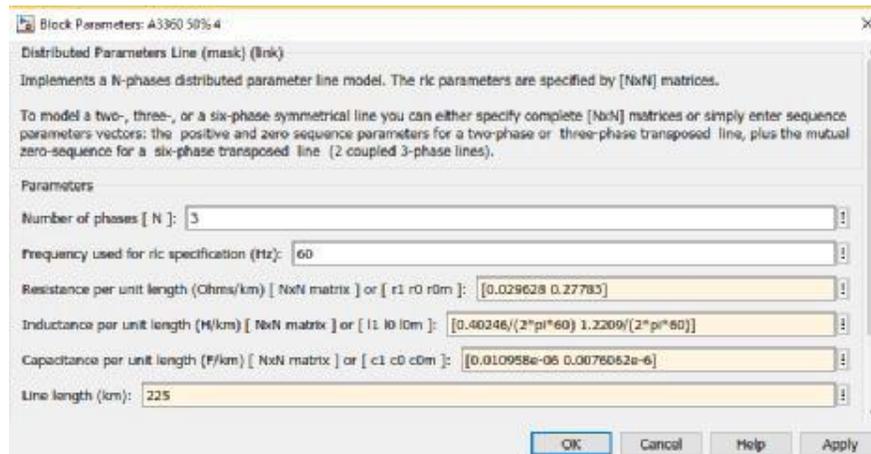


Figura 4.11 Parámetros del bloque.

Una vez hecho esto se puede utilizar el bloque con facilidad, para las demás líneas de transmisión se siguió el mismo proceso, un factor importante en esta red es el uso de capacitores serie conectados a la línea.

Cabe mencionar que el modelo es tan apegado a la realidad que no se pueden utilizar parámetros cuyo cálculo de la velocidad de propagación sea mayor a la velocidad de la luz.

Para este caso la velocidad de propagación es la siguiente.

$$v = \frac{1}{\sqrt{0.001067446 \times 1.09631 \times 10^{-8}}} = 292320.87 \text{ km/seg} \quad (4.3)$$

Con esto se comprueba que la velocidad de propagación de la línea es muy cercana a la velocidad de la luz, por lo tanto el modelo de la línea es válido. Para declarar todo el modelado valido es necesario hacer más pruebas.

4.1.3.3 Modelo de los capacitores Serie.

En la sección 4.1.2 se explica para que se utilizan los capacitores serie, en esta sección se centrará en el modelado de los capacitores serie de las líneas de transmisión de 400 kV de la red modelada

Para esto se tomó de Aspen OneLiner los capacitores, el símbolo es el mostrado en la figura siguiente:

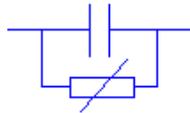


Figura 4.12 Capacitor serie con protección.

Los datos que se necesitaron fueron los mostrados en la figura 4.13.

Series Capacitor/Reactor Data

22072 TMD-400 400.kV - 22070 TMD-BC02

Name= Ckt ID=

R= X= p.u. (X<0 for capacitors)

For series capacitors

MOV-bypass protective level current= kA

Figura 4.13 Parámetros del capacitor serie en línea A3360.

A partir de eso, se tomaron los datos y se realizó una tabla en Excel para determinar los valores reales debido a que están en P.U., los valores de potencia y voltaje base son 100 MVA y 400 kV respectivamente, a partir de ellos se calculó valores reales.

Para el MOV lo que se necesita es el valor de voltaje de protección, este se determina a partir del nivel de corriente que es un dato del ASPEN OneLiner y utilizando la siguiente formula

$$V_{prot} = 2.5 \times I_{pr} \times X_c \times \sqrt{2} \quad (4.4)$$

De esta manera se calcula el voltaje de protección para el MOV.

Una vez obtenidos los datos necesarios se procede a hacer el cálculo.

Tabla 4.1 Parámetros de los capacitores.

Nombre del capacitor	Xc (p.u.)	Xc (Ω)	C	Ipr (kA)	Vprot (kV)
TMD-BCO	-0.0251	-40.16	7E-05	2.42	343.6086408
JUI-BCO	-0.0144	-23.04	0.0001	3.381	275.4118687
PBD-BCO	-0.0258	-41.28	6E-05	3.24	472.8677604
TCL-BCO	-0.0242	-38.72	7E-05	2.3	314.8605075
TMD-BCO	-0.0251	-40.16	7E-05	3.322	471.6809524

Los valores que se introducen a Simulink son única los parámetros del capacitor y el voltaje de protección.

El bloque que se utiliza es creado por el usuario, ya que no está en la librería de Simulink, y es el siguiente.

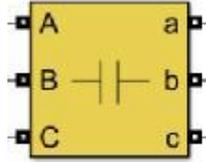


Figura 4.14 Bloque de capacitor Serie de Simulink.

4.2 Fuentes trifásicas.

La Red Nacional de Transmisión está conformada por una serie de fuentes de generación interconectadas en por las líneas de transmisión, por lo tanto nuestro sistema se dice que está mallado, por la dificultad que sería pasar todo el sistema modelado se opta por tener fuentes equivalentes para reducir el sistema. De ASPEN OneLiner se obtienen las magnitudes y el ángulo del voltaje así como la impedancia subtransitoria y de secuencia cero. Como ejemplo tomaremos la fuente de Chinameca potencia (CHM).

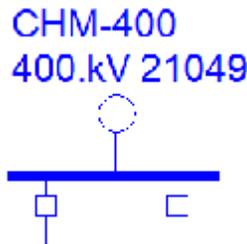


Figura 4.15 Equivalente del bus de Chinameca potencia.

Los parámetros dentro del equivalente son los mostrados en tabla siguiente:

Tabla 4.2 Parámetros de la fuente equivalente.

CHM	
Magnitud de voltaje (p.u.)	1.33295
Ángulo de voltaje (grados)	4.42382
Impedancia subtransitoria (p.u.)	0.28292+j 1.8597
Impedancia de secuencia cero (p.u.)	-0.0004+j 0.04249

El bloque de fuente trifásica implementa una fuente de tensión trifásica equilibrada con una impedancia R-L interna. Las tres fuentes de voltaje están conectadas en Y con una conexión neutra que puede conectarse a tierra internamente o hacerse accesible. Puede especificar la resistencia interna y la inductancia de la fuente directamente introduciendo los valores R y L o indirectamente especificando el nivel de cortocircuito inductivo de la fuente y la relación X / R.

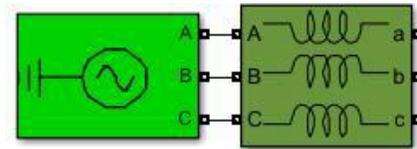


Figura 4.16 Bloques Three Phase Source y Mutual Impedance.

En la figura siguiente se muestra el cuadro de configuración del bloque fuente trifásica, los datos se llenan con los resultados de la fuente equivalente del bus CHM.

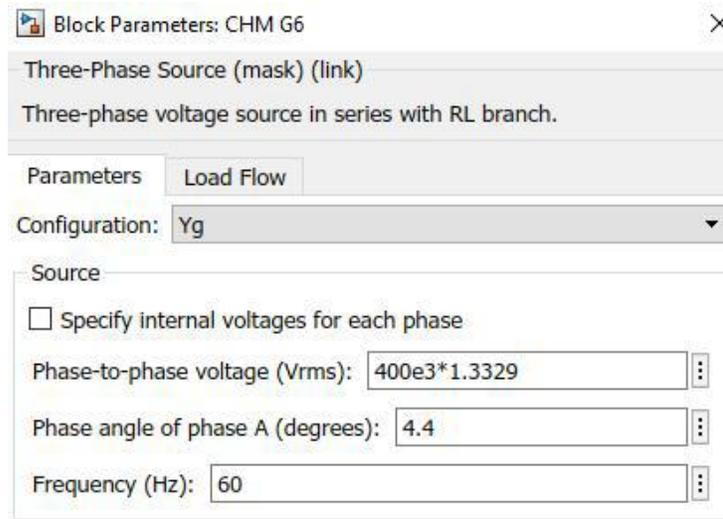


Figura 4.17 Parámetros del Bloque Three-Phase Source.

Para el bloque de inductancia mutua se realiza el mismo procedimiento pero se pasan los valores de por unidad a valores reales de impedancia ($Z_b=1600 \Omega$). El bloque queda como se muestra en la figura siguiente.

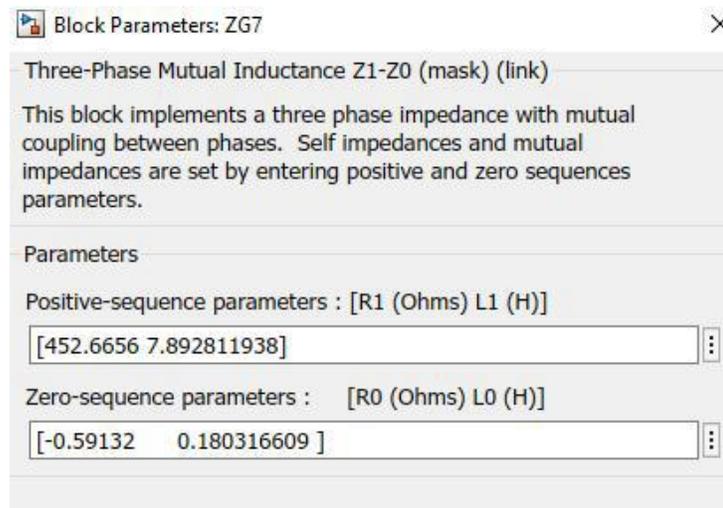


Figura 4.18 Parámetros del bloque Three-Phase Mutual Inductance Z1-Z0.

4.3 Transformadores de instrumentos [18]

El modelado de los transformadores de instrumentos es uno de los factores más importantes para el trabajo con relevadores de protección, ya que ellos son la interface entre el circuito primario y el relevador, la respuesta del relevador en detectar si ocurre una falla o no dependerá de la fidelidad con la que se realice la transformación de las señales muestreadas del sistema.

4.3.1 Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente son los encargados de recudir la corriente de alta a una corriente de baja magnitud, pero debe ser lo más fiel posible. Utilizando [18] con lo cual se obtienen los datos a introducir en el modelo de transformador monofásico saturable del AtpDraw así como la curva de excitación en vacío de I_{rms} Vs V_{rms} , a partir de datos típicos de saturación en vacío del estándar C57.13.1, podemos obtener un modelado aceptable solo introduciendo los valores de la clase y la relación del transformado.

Para determinar los valores de clase de precisión y relación de transformación del TC es necesario obtener la corriente máxima de corto circuito de la línea a proteger y el valor de burden que tendrá el secundario del transformador.

Para el cálculo del burden se suman todas las resistencias; el cable de control, la impedancia del transformador y la impedancia del relevador.

Para calcular la resistencia del cable de control en base al calibre AWG (G) se utiliza la siguiente fórmula:

$$R_{cable} = 3.2786e^{(0.232G-2.32)} \quad (4.5)$$

Regularmente en transmisión el cable para TC es de calibre 10 AWG, y en promedio se puede decir que tiene 200m de longitud hasta el relevador o a un gabinete de interfaz,

Por lo tanto sustituyendo estos valores queda lo siguiente:

$$R_{cable} = (3.2786e^{(0.232 \times 10 - 2.32)})(0.2km) = 0.65572 \quad (4.6)$$

El valor anterior debe multiplicarse por 2 por lo tanto:

$$R_{cable} = 0.65572 \Omega \times 2 = 1.3114 \Omega \quad (4.7)$$

Los relevadores de protección microprocesados tienen un burden mucho menor al que tenían los relevadores electromecánicos, el cual ronda en los 0.6Ω

Para obtener el valor de máximo corto circuito se utilizan las corrientes de corto circuito más grandes del sistema, en este caso son las fallas en el bus, por lo cual se simulan las fallas $3\emptyset$ y $1\emptyset$ para encontrar la máxima corriente, así se puede asegurar que no se saturan los transformadores cuando exista alguna falla cerca de los buses, de esta manera los relevadores siempre estarán operando sin importar el punto donde sea la falla, el análisis se hará dejando el capacitor dentro, sin el MOV. Esto porque es el escenario donde se presenta una mayor corriente en los buses. La mayor corriente es porque se reduce la impedancia de la línea como se vio anteriormente.

Tabla 4.3 Corrientes de falla en los buses.

Bus	Aspen		Simulink	
	Magnitud	Ángulo	Magnitud	Ángulo
TMD	19095.1 A	-85.5°	18392.14 A	-67.53°
CHM	9286.2 A	-84.8°	9081 A	-65.21°
MID	11310.4 A	-85.6°	11110.37 A	-65.41°

La tabla 4.2 nos muestra las corrientes de falla en cada bus, lo que nos permite seleccionar de manera adecuada los TC's en cada subestación. Por regla se dice que los transformadores deben ser seleccionados para trabajar con un estimado de crecimiento a futuro previniendo el incremento de carga, para esto, se debe realizar un estudio, en este ejercicio se propone un incremento del 20 % de la corriente máxima, por lo tanto:

$$I_{\max TMD} = 18392.14 + 20\% = 22070.568 \text{ A}$$

$$I_{\max CHM} = 9081 + 20\% = 10897.2 \text{ A}$$

$$I_{\max MID} = 11110.37 + 20\% = 13332.44 \text{ A}$$

Los datos anteriores son las corrientes máximas que pueden tener los buses incluyendo un crecimiento futuro, pero los transformadores de corriente no pueden ser tan grandes, porque esto sería innecesario, los relevadores de protección soportan corrientes secundarias hasta de 100 A de corriente simétrica, por lo tanto si son de 5 A nominales, significa que pueden aguantar 20 veces la corriente máxima ($5 \text{ A} \times 20 = 100 \text{ A}$) por lo tanto la corriente primaria se puede dividir entre 20 y así obtener la corriente de falla simétrica.

$$I_{\max TMD} = \frac{22070.568 \text{ A}}{20} = 1103.5 \text{ A}$$

$$I_{\max CHM} = \frac{10897.2 \text{ A}}{20} = 544.86 \text{ A}$$

$$I_{\max MID} = \frac{13332.44 \text{ A}}{20} = 666.62$$

Con los valores anteriores se puede tener la relación de transformación de los TC's, no ocurrirá algo si se dejan exactos porque el secundario del relevador no llegará a 100 A debido a los 20% de carga futura que se le agregó a la corriente de falla de los buses.

Tabla 4.4 Relación de transformación y relación de vueltas de los TC's.

BUS	RTC	RELACIÓN DE VUELTAS
TMD	1200:5	240/1
CHM	600:5	120/1
MID	800:5	160/1

La relación de vueltas mostrada en la tabla IV sirve para encontrar la resistencia que aportan los transformadores de corriente al burden, para este caso utilizaremos la resistencia de 0.0025Ω por vuelta porque es un valor típico en transformadores C400 utilizados en CFE Transmisión. Entonces la resistencia de los TC's

$$R_{devTMD} = 240 \text{ turn} \times 0.0025\Omega/\text{turn} = 0.6 \Omega$$

$$R_{devCHM} = 120 \text{ turn} \times 0.0025\Omega/\text{turn} = 0.3 \Omega$$

$$R_{devMID} = 160 \text{ turn} \times 0.0025\Omega/\text{turn} = 0.4 \Omega$$

Para determinar el Burden total que estará conectado al secundario del transformador de corriente se suman todas las resistencias, del cable del relevador y del TC.

$$Burden_{TMD} = 1.3114 \Omega + 0.6\Omega + 0.6 \Omega = 2.5114 \Omega$$

$$Burden_{CHM} = 1.3114 \Omega + 0.6\Omega + 0.3 \Omega = 2.2114 \Omega$$

$$Burden_{MID} = 1.3114 \Omega + 0.6\Omega + 0.4 \Omega = 2.3114 \Omega$$

Teniendo el burden calculado se puede aproximar a una resistencia máxima para obtener la clase del transformador, ya que la resistencia máxima que se maneja por clase es proporcional a esta. Así entonces se tiene que en la tabla V se muestra la clase del TC seleccionada para protección.

Tabla 4.5 Clase de los TC's para protección.

BUS	BURDEN	R MAX	CLASE TC
TMD	2.5114	4	C400
CHM	2.2114	4	C400
MID	2.3114	4	C400

El voltaje secundario se puede calcular de la siguiente forma:

$$V_{sec} = 20 \times I_{n_{sec}} \times Burden$$

$$V_{sec_{TMD}} = 20 \times 5 A \times 2.5114 \Omega = 251.14 V$$

$$V_{sec_{CHM}} = 20 \times 5 A \times 2.2114 \Omega = 221.14 V$$

$$V_{sec_{MID}} = 20 \times 5 A \times 2.3114 \Omega = 231.14 V$$

La potencia en VA de los TC's no es necesario obtenerlos debido a que la selección se hizo con el burden y no con la potencia pero de todos modos se muestra como se hace:

$$S_{sec} = I_{n_{sec}}^2 \times Burden$$

$$S_{sec_{TMD}} = 5 A^2 \times 2.5114 \Omega = 62.785 VA$$

$$S_{sec_{CHM}} = 5 A^2 \times 2.2114 \Omega = 55.285 VA$$

$$S_{sec_{MID}} = 5 A^2 \times 2.3114 \Omega = 57.785 VA$$

4.3.2 Modelado en AtpDraw de transformador saturable.

Una vez teniendo clase para protección y la relación de transformación se procede a utilizar [18] para calcular los parámetros del transformador así como las curva de saturación I_{rms} vs V_{rms} .

Ejemplo:

TC de bus TMD 1200:5 C400. Los datos arrojados en son los siguientes:

Im(0) =	0.01414214	
Flx(0) =	0.13639792	
Rmag =	640000.0	ohm
Rp =	1.68372	ohm
Xp =	0.75767	ohm
Vp =	5.0	
Rs =	0	ohm
Xs =	1.46E-06	ohm
Vs =	1200.0	

Figura 4.19 Parámetros del TC.

Saturación de secundario	
Corriente Arms	Tensión Vrms
0.005	12.0
0.010	36.4
0.020	111.5
0.030	185.0
0.050	265.0
0.100	350.0
0.200	383.9
0.300	393.0
0.500	408.0
1.000	433.0
2.000	455.0
3.000	469.2
5.000	484.4

Figura 4.20 Curva de saturación Irms vs Vrms

Los datos de las figuras 4.19 y 4.20 se tienen que introducir en un transformador saturable de AtpDraw

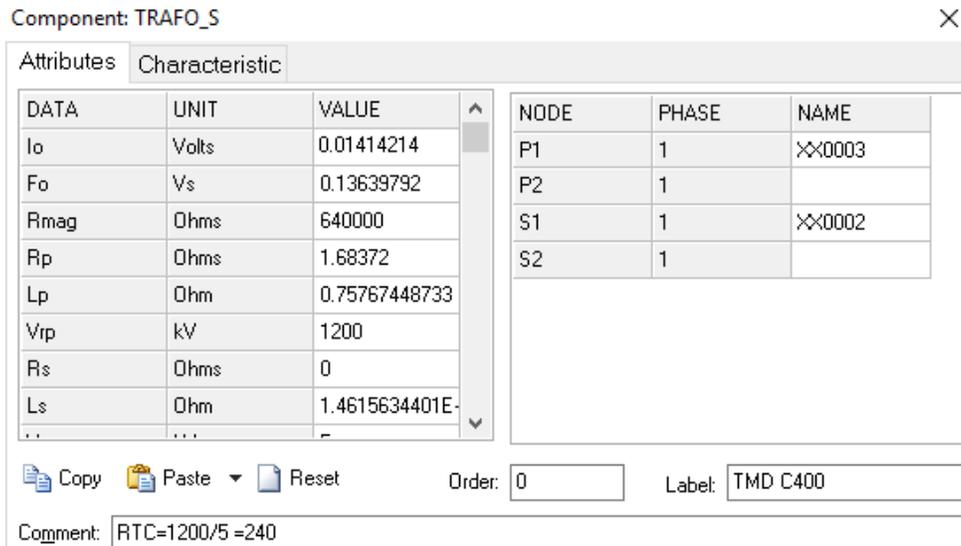


Figura 4.21 Parámetros de transformador saturable de AtpDraw.

Nota: Los voltajes Vrs y Vrp se intercambian para introducirlos en el transformador, el lado primario del transformador se tiene que conectar como si fuera el secundario y viceversa, porque es un transformador de corriente.

La curva característica propuesta por [18] se pone en el transformador en la pestaña Characteristic y queda como se muestra en la figura 4.22.

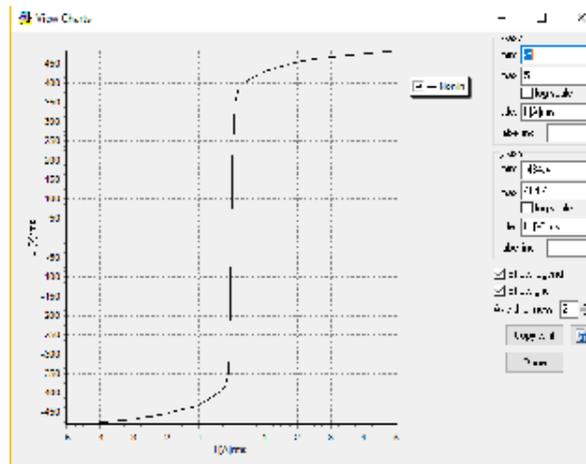


Figura 4.22 Curva característica de TC en ATPDraw.

Para comprobar la fidelidad del transformador, se coloca una fuente corriente y se verifican los resultados en la figura 4.23, 4.24 y 4.25.

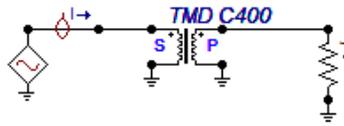


Figura 4.23 Transformador de corriente en ATPDraw.

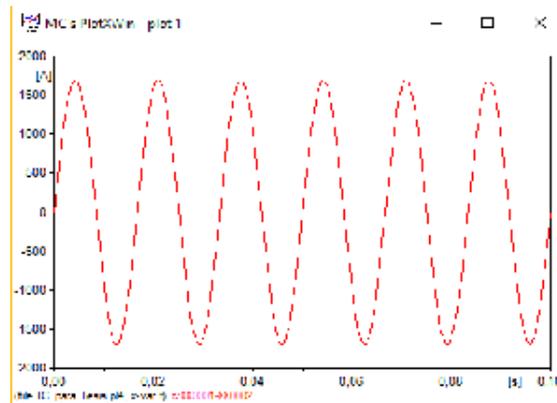


Figura 4.24 Corriente primaria en TC.

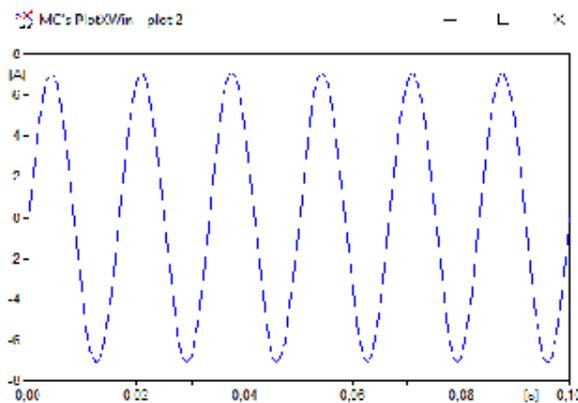


Figura 4.25 Corriente Secundaria en TC.

Aplicando un factor de 240 a la corriente secundaria se pueden apreciar los valores primarios y secundarios en la figura 4.26. En la cual se tienen las corrientes una exactamente igual a la otra lo que significa que el modelo es correcto.

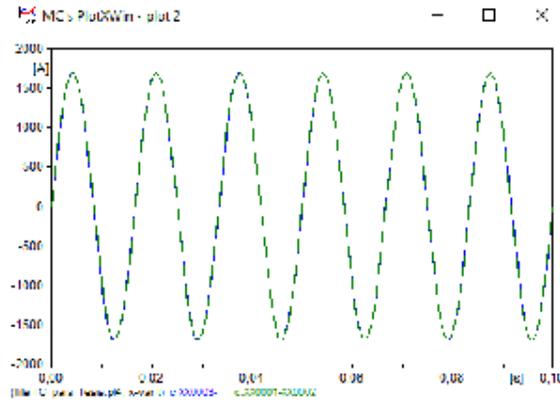


Figura 4.26 Corrientes Primaria y Secundaria del TC.

4.3.3 Saturación del transformador de corriente en ATPDraw.

Se hicieron pruebas de saturación en el TC, se incrementó la corriente primaria y también se agregó más Burden para ver el comportamiento en el secundario del TC

Saturación por corriente primaria de 240 kA.

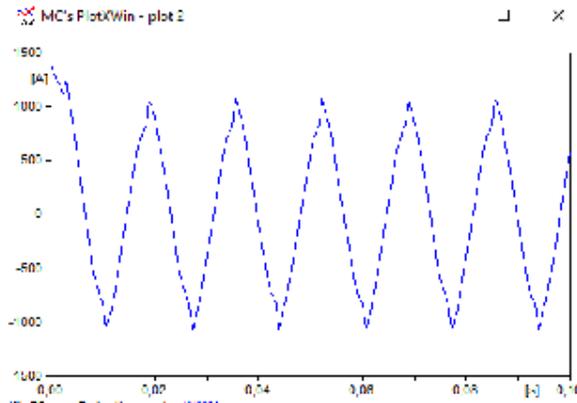


Figura 4.27 Corriente secundaria del TC en saturación por corriente primaria alta.

Saturación por Burden alto, para este caso se usaran 100Ω .

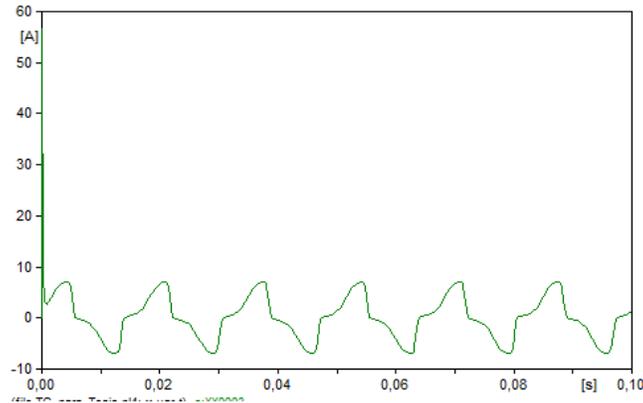


Figura 4.28 Corriente secundaria del TC en saturación por Burden alto.

4.3.4 Modelo de TC's en Simulink.

Los transformadores saturables en Simulink no se pueden calcular de la misma manera que en AtpDraw debido a que la curva de excitación la pide en I vs Flujo pero con ayuda del modelo de AtpDraw podemos encontrar esa curva de saturación, al correr el programa de transitorios electromagnéticos, se busca el archivo LIS y ahí viene la tabla, la columna de la izquierda es corriente y la otra es flujo, para el caso anterior es la que se muestra en la figura 4.29.

```

C RTC=1200/5 =240
TRANSFORMER                .01414
0.014142135624             0.16367750628
0.025981467618             0.50192634626
0.041101572198             0.83279259245
0.15825194857              1.5755535533
0.44408476923              1.7281571689
0.81567170333              1.7691215612
1.2457717151               1.836645285
2.4042731623               1.9491848245
5.070801755                2.0482196193
7.5732450005               2.1121420777
13.225860695               2.1805661177
    
```

Figura 4.29 Curva de saturación I vs Flujo.

El circuito de prueba se pone de la misma manera que el anterior con una fuente de corriente regulable y demás aditamentos.

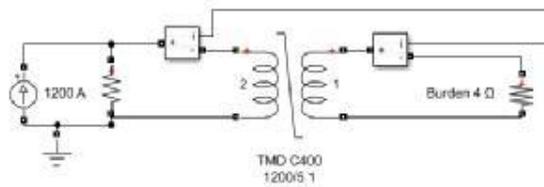


Figura 4.30 Modelo de TC saturable en Simulink.

Los datos en Simulink se introducen como se observa en la figura 4.31.

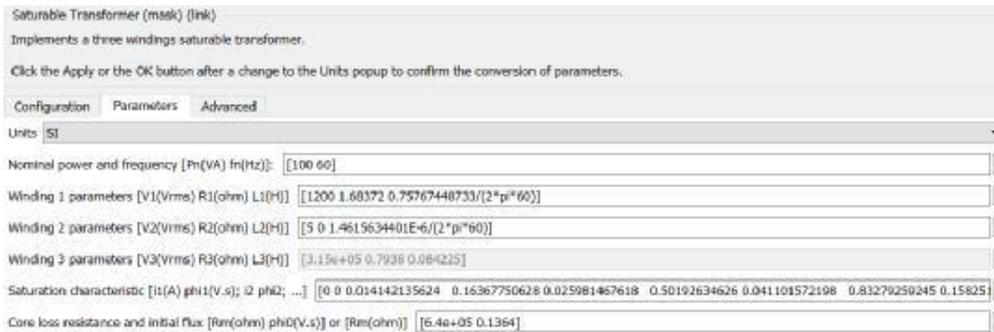


Figura 4.31 Parámetros del bloque Saturable Transformer.

4.3.5 Saturación de TC en Simulink.

Saturación por corriente alta en primario del TC de 240 kA.

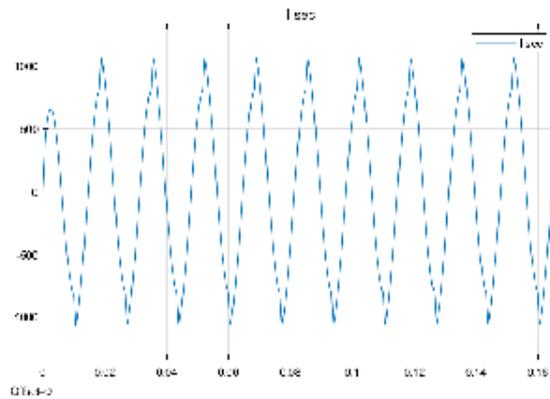


Figura 4.32 Corriente secundaria del TC en saturación por corriente primaria alta

Saturación por Burden alto en TC a 100 Ω.

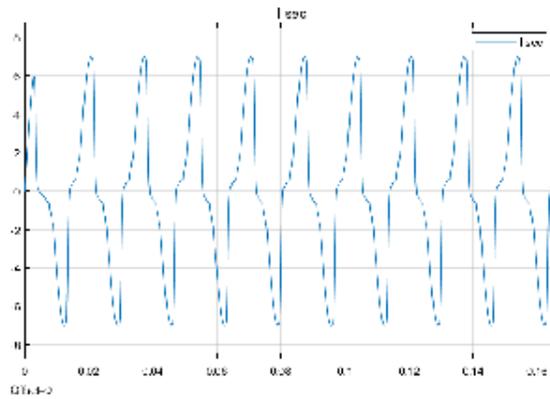


Figura 4.33 Corriente secundaria del TC en saturación por Burden alto.

Con todo lo anterior se comprobó que los modelos de los TC's responden de manera correcta y se puede decir que el modelo es exitoso.

4.4 Fallas eléctricas en líneas de transmisión. [4] [5] [13] [19]

Una falla en una línea de transmisión es cualquier evento no programado que interfiere con el flujo normal de la corriente. Comúnmente se relaciona con los cortocircuitos, por ser la falla más frecuente y peligrosa, debido a las altas corriente que lo acompañan. Sin embargo, la mayoría de las fallas en líneas de transmisión, son originadas por descargas atmosféricas, que dan como resultado el flameo de aisladores.

En los sistemas de potencia pueden ocurrir diferentes tipos de fallas por cortocircuito, los cuales pueden ser divididos de acuerdo al número de fases afectadas que intervienen en ella y a la simetría de las corrientes al ocurrir un evento de este tipo.

- Fallas simétricas (trifásicas).
- Fallas asimétricas (bifásicas, bifásicas a tierra y monofásicas).

En la figura 4.34, se muestra un cuadro típico de estudio donde se observa el comportamiento de las magnitudes y ángulos, de los voltajes y corrientes, de diversos tipos de fallas. En ella se pueden observar:

- a) Operación normal, magnitudes simétricas.
- b) Falla trifásica, ocurre cuando las tres fases hacen contacto entre sí.
- c) Falla monofásica a tierra, ocurre cuando una fase hace contacto con tierra.
- d) Falla bifásica, ocurre cuando dos fases hacen contacto entre sí.
- e) Falla bifásica a tierra, ocurre cuando dos fases hacen contacto entre sí y tierra.

Existen otro tipo de fallas compuestas por estas últimas que, por sus características, son de difícil detección para los sistemas de protección.

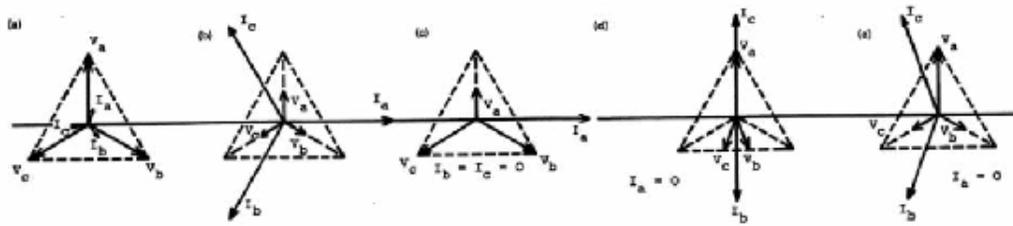


Figura 4.34 Comportamiento de voltajes y corrientes de falla en líneas de transmisión.

4.4.1.1 Fallas de alta impedancia.

Las fallas de alta impedancia son definidas como un contacto eléctrico no buscado entre conductores energizados y objetos extraños aledaños (árboles, aves, ardillas, columnas de humo) no conductores. Estos no conductores presentan gran oposición al flujo de corriente (alta impedancia) debido al material del que están formados. Otra causa de alta impedancia es cuando un conductor energizado se rompe y cae a tierra, convirtiendo la superficie de contacto en una carga en el extremo roto, la cual, dependiendo del tipo de superficie, permitirá o no un flujo de corriente a tierra.

Una característica importante asociada a las fallas de alta impedancia es su no linealidad, la no linealidad esta generalmente asociada a un arco eléctrico que puede estar relacionado al punto de contacto del conductor con la tierra u otro objeto durante la ocurrencia de una falla de alta impedancia.

Este tipo de fallas son difíciles de detectar por los equipos de monitoreo, debido a que su presencia resulta solamente en un pequeño incremento en la corriente, pudiendo ser confundido con un incremento de carga para el sistema.

4.4.1.2 Fallas simultáneas.

Las fallas simultaneas son combinaciones de dos o más fallas de ocurrencia al mismo tiempo, las cuales pueden ser del mismo tipo o diferentes y ocurrir en el mismo punto o lugares diferentes. Las fallas simultaneas pueden poseer causas en común o diferentes, y en

algunos casos, como consecuencia una de la otra. Es posible que las fallas sean consecuencias de eventos totalmente diferentes, pero esto es poco probable.

Cuando existen fallas simultáneas en dos partes de un sistema, generalmente es imposible para un dispositivo de protección el operar adecuadamente bajo todas las condiciones. Si ambas fallas simultáneas están dentro de la zona de operación de la protección al menos uno de los elementos de detección de la misma operará adecuadamente, con la subsecuente operación secuencial de todas las protecciones que están viendo las fallas. Cuando ambas fallas aparecen simultáneamente dentro y fuera de la zona de cobertura de protección, algunos equipos presentan una dificultad para determinar si deben actuar o no.

4.4.1.3 Fallas evolutivas (cross-country).

El ejemplo básico de una falla evolutiva (cross-country), es aquella que comienza con una falla de fase a tierra y que, debido a sus características con el tiempo, involucra a otras fases en la falla, convirtiéndola en una falla doble línea a tierra o hasta una falla trifásica.

El problema con esta falla se presenta, cuando se utiliza un relevador de distancia fase-tierra, para la protección de líneas de transmisión paralelas que están conectadas a barras comunes en ambos extremos. Consideremos el caso de una falla que ocurre entre la fase a y tierra en la línea 1, y pocos milisegundos después aparece otra falla en la fase b y tierra en la línea 2, como se muestra en la figura 4.35

Esta falla conocida como cross-country, es causada por el arco de falla, desde el primer fallo a tierra acrecentado con el tiempo, y la participación de la otra línea de transmisión en la falla. Tales fallas producen un desbalance en las contribuciones de corriente en ambas fases a y b de ambos circuitos por inducción, que pueden ser detectados como una falla de fase ab-g en ambas líneas.

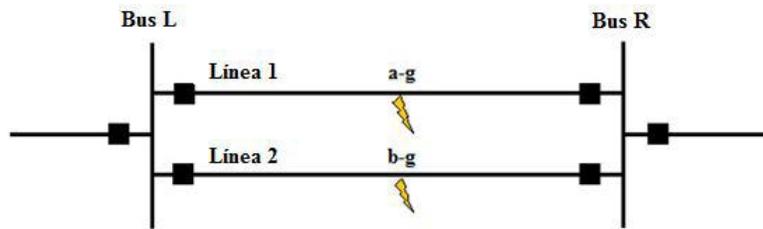


Figura 4.35 Falla cross-country en diferentes fases falla de líneas paralelas.

Este problema es particularmente grave cuando se utilizan disparos y recierre monopolares, en líneas que requieren estar en operación el mayor tiempo posible, sucediendo que en un evento como este, con desbalances en las fases involucradas puede ocasionar un disparo tripolar en ambos circuitos. En este caso, la operación correcta y deseable sería, el disparo de la fase correspondiente en cada línea, aunque las impedancias resultantes sean desequilibradas.

4.4.1.4 Fallas con baja aportación de corriente.

Este tipo de falla se presenta en una línea de transmisión, cuando se tiene una alta generación en uno de los extremos de esta, con un equivalente de corto circuito grande (impedancia pequeña y corriente elevada) y en el otro extremo (impedancia grande y corriente de corto circuito pequeña).

Esta condición puede presentarse debido al efecto weak infeed (fuente débil), o por una relación elevada entre los niveles de corto circuito de ambos extremos (efecto infeed), que hace detectar al relevador del extremo débil una impedancia de falla más grande cuando ocurre una falla cerca de él.

4.4.1.5 Fallas en líneas con compensación serie.

En una línea con compensación serie, el cambio de la reactancia de línea y las oscilaciones de frecuencia subarmónicas causadas por los condensadores en serie pueden afectar a los relevadores de protección de línea. Además, en este tipo de líneas, dependiendo de la distancia a la que ocurra una falla del extremo compensado de la línea protegida, sucederán los efectos de inversión de voltaje e inversión de corriente.

El efecto de inversión de voltaje afecta la capacidad de los relevadores de protección para detectar la dirección en la que se encuentra la falla. Una inversión de voltaje es un cambio de 180 grados en el ángulo de fase de éste. Para los elementos que responden a cantidades de fase, la inversión de voltaje puede ocurrir por una falla cercana a un capacitor serie si la impedancia desde el relevador a la falla es capacitiva en lugar de inductiva.

Para una polarización de voltaje del lado del bus en la línea 1, como se muestra en la figura 4.36, el relevador podría declarar la falla 1 como inversa, mientras que la falla 2 hacia adelante. Para una polarización del lado línea, como se observa en la línea 2, el relevador operara correctamente para la falla 2, pero podría operar incorrectamente par la falla 1.

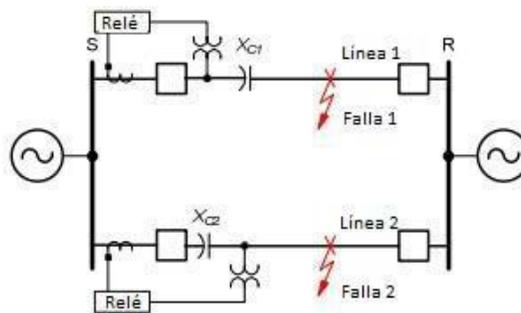


Figura 4.36 Inversión de corriente en líneas compensadas.

El efecto de inversión de corriente ocurre en una línea compensada cuando, para una falla interna, el equivalente del sistema a uno de los lados de la falla es capacitivo y el

equivalente al otro lado es inductivo, ocasionando que la corriente fluya fuera de la línea por una de las terminales, la cual es nombrada como corriente outfeed.

En la figura 4.37, se cumplen los requisitos para la inversión de fase de la corriente. Al lado derecho de la falla el equivalente del sistema es inductivo con la corriente I_R atrasada al voltaje V_R en el Bus R, si la reactancia capacitiva X_C es más grande que la reactancia inductiva X_S el lado izquierdo del sistema es capacitivo, con una corriente I_S que adelanta al voltaje V_S en el Bus S. Las corrientes están aproximadamente 180 grados fuera de fase en lugar de estar en fase para esta falla interna.

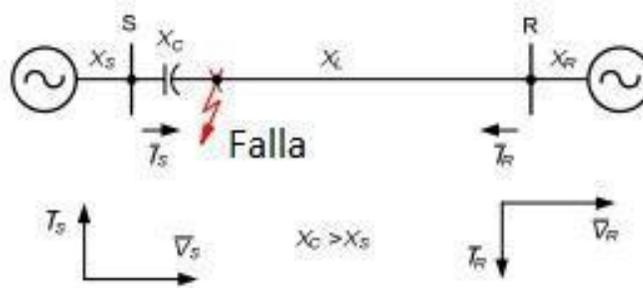


Figura 4.37 Inversión de corriente en una línea con compensación serie.

Cuando ocurren fallas con altas corrientes, las protecciones de los capacitores serie, Spark gap o MOV, crearán un puente fuera al capacitor serie protegiéndolo. La inversión de corriente es rara para este tipo de fallas, sin embargo, fallas de alta resistencia, con un flujo de corriente bajo, no serán detectadas por las protecciones de los capacitores serie, creando las condiciones para una inversión de corriente.

Cuando X_C es aproximadamente igual a la reactancia del sistema X_S , la contribución de corriente a la falla en el extremo derecho de la línea de transmisión será aproximadamente cero, creando problemas de protección.

4.5 Comprobación del sistema.

Cuando se modela un sistema y se quiere saber qué tan apegado a la realidad está, se puede utilizar el corto circuito en distintos buses o en las líneas de transmisión para saber si las magnitudes del cortocircuito coinciden, en caso de que así sea se puede tomar como válido el modelo. En la figura 4.38 se muestra el sistema modelado en Simulink.

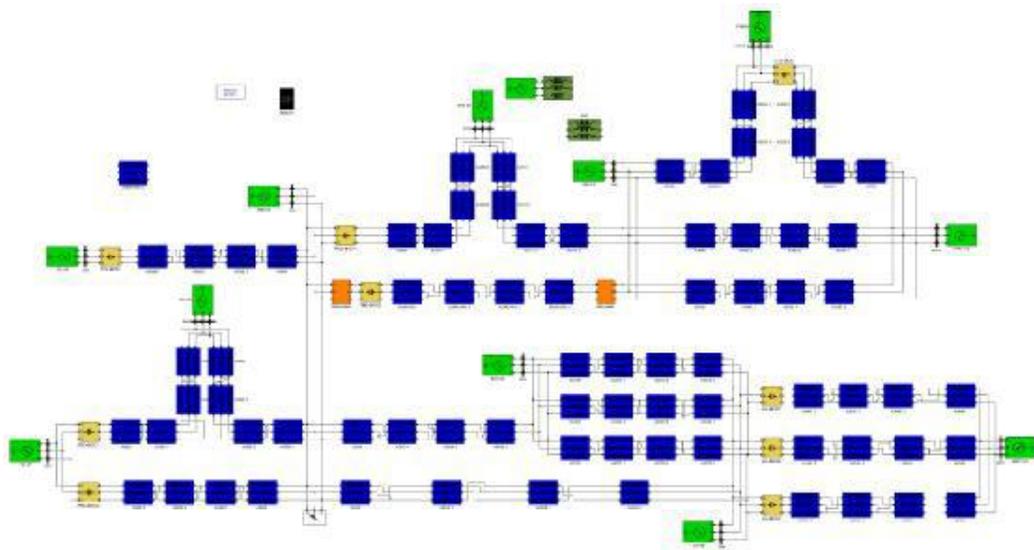


Figura 4.38 Modelo del sistema de 400kV en Simulink.

Para este ejemplo usará la línea A3360 de TMD (Temazcal dos) a MID Minatitlán dos) con una longitud de 225 km, aplican fallas monofásica y trifásica al 25% de la línea. Con el bloque de Falla trifásica,

El bloque de falla trifásica que se muestra en la figura 4.39 nos ayuda a simular fallas en cualquiera de las fases del sistema, además que cuenta con un medidor para poder adaptar un osciloscopio y poder ver las magnitudes de corriente en el punto de falla. Se pueden realizar fallas de alta impedancia, fallas francas en las 3 fases o cualquier combinación además de también poder agregar la tierra (para fallas de alta impedancia.)

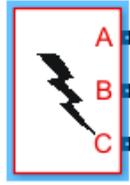


Figura 4.39 Bloque Three-Phase Fault.

La falla trifásica sucede a los 0.016 segundos de haber comenzado el corrimiento del programa, es una falla permanente, la impedancia de la falla es 0.001 Ω , el mismo procedimiento se hará en Aspen OneLiner

- 1) Falla trifásica a 25% de TMD A3360

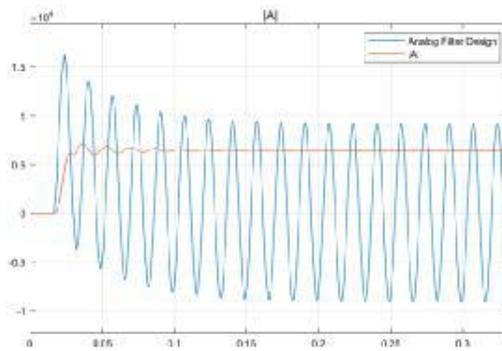


Figura 4.40 Corriente de falla en la fase A.

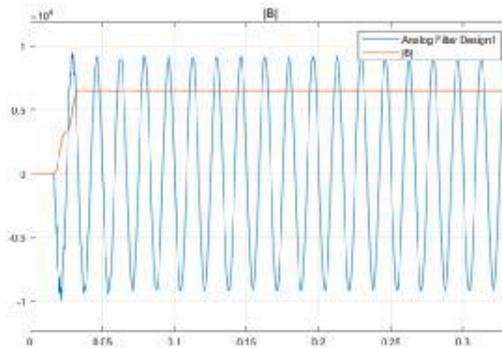


Figura 4.41 Corriente de falla en la fase B.

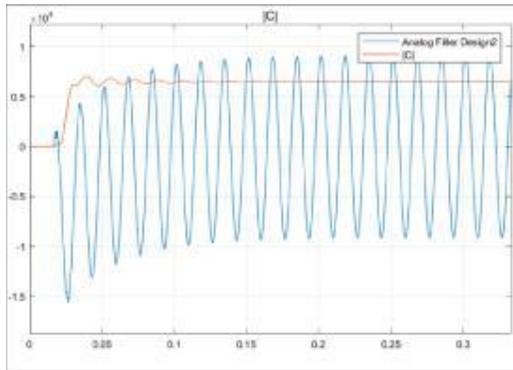


Figura 4.42 Corriente de falla en fase C.

2) Falla monofásica en la fase B

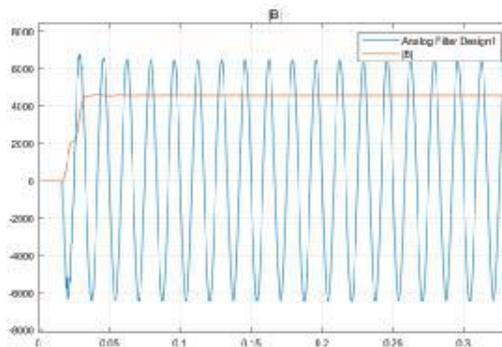


Figura 4.43 Corriente de falla en la fase B.

Tabla 4.6 Comparación de corrientes de falla.

FALLA	FASE	SIMULINK		ASPEN	
		MAGNITUD	ANGULO	MAGNITUD	ANGULO
1Ø	B	4580.08 A	177.7	4373 A	158°
3Ø	A	6459.99	-66.71°	6197 A	-86°
	B	6459.83	173°	6197 A	154°
	C	6459.44	53.29°	6197 A	34°

En la tabla 4.6 se muestran las corrientes de falla obtenidas en el modelo de Simulink y en Aspen OneLiner, se puede observar que las magnitudes de las corrientes de falla son muy similares en los dos software, los ángulos solo tienen una pequeña variación pero el modelo puede tomarse como válido porque se asemeja al comportamiento real.

*5 Modelado De Elementos
Para Relevadores De
Protección.*

5.1 Elementos de los relevadores digitales. [4]

En la actualidad, los relevadores de protección llevan a cabo un gran número de funciones junto a la principal de protección. Las ventajas de los relevadores modernos basados en microprocesadores sobre su contraparte de relevadores tradicionales se encuentran bien documentadas en la literatura técnica. Estas ventajas incluyen entre otras la localización de fallas, la generación de reportes de eventos y la lógica programable que permite que muchas funciones sean incluidas en un solo dispositivo con lo que se ahorra espacio y costos de instalación. Una de las principales complicaciones de este salto tecnológico es sin embargo, el aumento en la parte del diseño del sistema de protección que requiere de algoritmos y lógica en los relevadores.

5.2 Evolución de los relevadores. [4]

El primer dispositivo de protección conocido es el fusible, el cual tiene una capacidad de interrupción de falla limitada a bajo y medio voltaje. Su tiempo de respuesta aunque rápida para fallas con alto nivel de corriente de corto circuito, es lenta cuando la falla no provoca una corriente alta capaz de derretir el elemento del fusible y por lo tanto, limita su uso en aplicaciones de alto y extra alto voltaje en los que mantener una falla por mucho tiempo pone en riesgo la estabilidad del sistema.

5.2.1 Relevadores electromecánicos.

Los relevadores electromecánicos combinan las características de los fusibles y los relevadores bimetalicos. Estos dispositivos proveen operaciones instantáneas y con retraso de tiempo. Estos dispositivos se clasifican en los siguientes tipos:

- 1) Relevadores de tipo inducción (Tipo disco)
- 2) Relevadores de atracción de armadura: Los relevadores auxiliares son normalmente de este tipo

- 3) Relevadores de tipo bobina móvil: Estos dispositivos ofrecen una alta sensibilidad de respuesta.
- 4) Relevadores térmicos: La mayoría de estos dispositivos emplean el principio bimetalico.
- 5) Relevadores con timer (contador de tiempo): El atraso de tiempo se consigue normalmente usando circuito RC.

5.2.2 Relevadores estáticos.

El desarrollo histórico de los relevadores de tipo estático data de 1950, sin embargo, los relevadores comerciales usando esta tecnología solo pudieron estar disponibles hasta los 60's y 70's. La principal razón para esto fue la mala reputación que obtuvieron estos primeros dispositivos entre las compañías suministradoras de energía eléctrica debido al alto índice de fallas y defectos derivados de diseños inapropiados. La introducción de circuitos integrados de tipo analógico y digital y su aplicación en relevadores ayudo a que el uso de estos dispositivos de protección se expandiera entre las compañías suministradoras de energía.

Los relevadores de tipo estático fueron más precisos e imponían una carga menor (burden) a los TC's y PTs, por lo que una reducción en el tamaño de estos transformadores era posible. A pesar de sus ventajas, estos relevadores requerían una gran cantidad de componentes electrónicos para realizar una simple función de protección y por lo tanto no eran muy confiables. Para realizar cualquier cambio en el diseño de estos dispositivos se requería un gran esfuerzo y una gran cantidad de tiempo por lo que su flexibilidad era muy limitada.

5.2.3 Relevadores digitales.

La siguiente generación del desarrollo de relevadores vino de la mano con el avance en las computadoras digitales en las que las primeras técnicas de protección fueron implementadas.

Con el uso de relevadores digitales altamente integrados o IEDs (dispositivos electrónicos inteligentes como también son llamados) las compañías suministradoras de energía y las plantas industriales tienen un enorme potencial para ahorrar costos de operación y mantenimiento. Estos ahorros se pueden clasificar en las siguientes categorías:

Reducción de costo en instalación y ensamble de paneles. El espacio en paneles puede ser reducido en gran medida al usar relevadores digitales que incluyen gran cantidad de funciones extras y por lo tanto un solo dispositivo de estos puede substituir múltiples relevadores, elementos de medición, interruptores de control, indicadores y muy frecuentemente elementos de comunicación y RTUs (unidades de terminal remota). Todo esto resulta en un espacio mayor en el cuarto de control al remplazar los paneles de equipo completos por solo unos cuantos relevadores digitales

Los arreglos complicados de paneles dobles para protección y control por terminal son reducidos fácilmente a un solo panel con la consecuente disminución de cableado que incluye todas las funciones de protección, monitoreo y control y que deja espacio libre para otros equipos.

5.3 Bloques Funcionales de un Relevador Digital de Protección. [20]

Los principales bloques funcionales de un relevador digital se muestran en la figura 5.1. La interconexión entre los bloques depende del tipo de hardware usado para conformar el relevador. También, dependiendo de la función del relevador, los bloques pueden cambiar basados en la lógica de operación.

Comúnmente, los relevadores monitorean uno o dos parámetros operacionales del sistema. Por ejemplo, un relevador de sobrecorriente direccional requiere las corrientes de los TC's de las tres fases, la entrada del TC de tierra y la entrada de la delta abierta del PT para la determinación de la dirección de falla. Un relevador para protección de barras requiere un mayor número de entradas dependiendo de su configuración. Los parámetros operacionales son el voltaje y la corriente, los cuales son señales continuas que dependen del tiempo y que pueden alcanzar

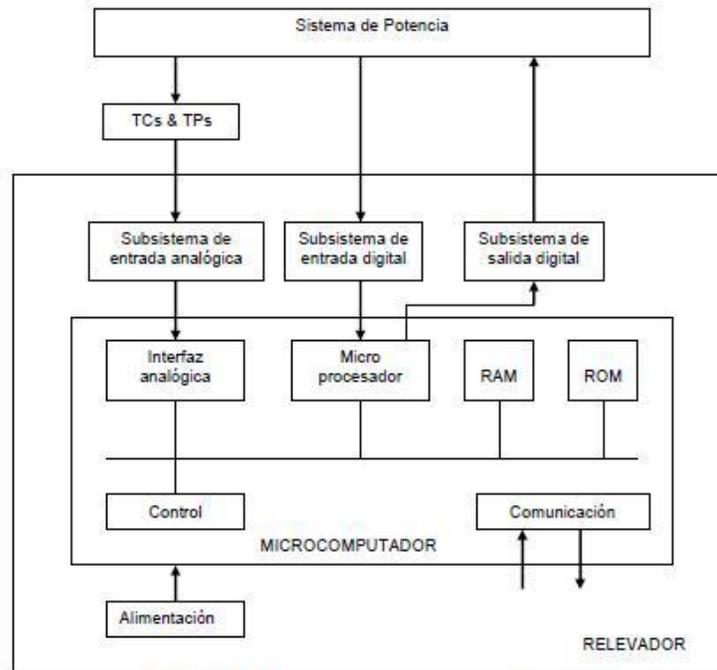


Figura 5.1 Bloques funcionales de un relevador digital.

5.3.1 Relevador basado en microprocesador.

El diagrama de bloques de un relevador basado en microprocesador típico es dado en la figura 5.1. Un relevador de este tipo consiste generalmente de los siguientes elementos:

Subsistema de entradas analógicas.

- Aislamiento y escalado
- Prefiltrado (etapas de filtrado anti-aliasing y de eliminación de ruido)
- Muestra y retención (S/H)
- Multiplexado
- Conversión análoga a digital (A/D)

Subsistema de entrada digital.

- Aislamiento.

Unidad central de procesamiento.

- Procesador para las funciones de protección
- Registros
- Memoria interna
- Reloj
- Memoria
- RAM
- ROM
- EEPROM

Subsistema de salida digital.

Comunicación.

Sistema de alimentación.

5.3.1.1 Subsistema de entrada analógica.

Este subsistema consiste de bloques de aislamiento, escalado, filtrado y de adquisición de datos. Su principal uso es el de aislar al relevador del sistema de potencia, disminuir las señales de voltajes y corrientes, remover los componentes de alta frecuencia y el ruido y muestrear estas señales análogas para convertirlas a señales digitales. El diagrama de bloques típico de un subsistema de adquisición de datos se muestra en la figura 5.2.

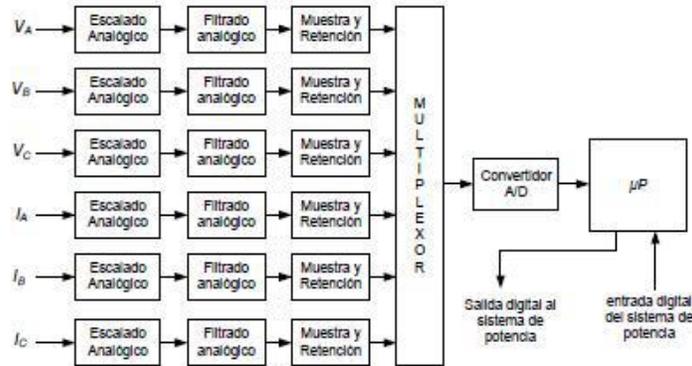


Figura 5.2 Diagrama de bloques de un sistema de adquisición de datos.

5.3.1.2 Aislamiento escalado.

Las salidas de los transformadores de potencial y de corriente están dentro del rango normalizado de entrada para los relevadores comerciales electromecánicos y estáticos. Sin embargo, el nivel de estos voltajes y corrientes no son apropiados para usarse en los circuitos de computadoras. Por lo tanto, se hace necesario usar una atenuación extra de estas señales antes de ser usados en los relevadores digitales. Esta atenuación o reducción extra de nivel debe realizarse sin alterar la forma de onda de los voltajes y corrientes y proveer además aislamiento eléctrico. Debido a que los convertidores analógicos a digitales aceptan solo señales de voltaje, se hace necesario convertir las corrientes de entrada a sus equivalentes de voltaje.

5.3.1.3 Filtro antialiasing.

Las entradas analógicas propiamente escaladas, son procesadas a través de un filtro pasa bajos. La salida de este filtro es entonces muestreada y cuantificada. El uso de filtros pasa bajos es necesario para limitar los efectos del ruido y componentes de frecuencia no deseados que se encuentren sobre la frecuencia de corte, esto es, la mitad de la frecuencia de muestreo.

La naturaleza de la tarea de protección por relevadores dicta la cantidad total de filtrado que se requiere. Por ejemplo, la protección de distancia basada en la medición de la impedancia usa información contenida en los componentes senoidales en estado estable a 60 Hz. Por lo tanto, el filtrado para esta aplicación debe conservar los componentes en estado estable mientras elimina todos los demás componentes.

5.3.1.3.1 Efecto Aliasing.

El efecto aliasing se produce cuando dos formas de onda continuas al muestrearse aparecen como una misma representación digital. Aunque esta situación puede parecer improbable, si hacemos un ejercicio muy simple se puede demostrar que es cierto. La figura 5.3 muestra dos señales senoidales continuas; una a muy alta frecuencia (a) y la otra a baja frecuencia (b). En esta figura, las líneas verticales punteadas indican el tiempo al cual las muestras son tomadas. Si la frecuencia de muestreo es definida como f_s , entonces la forma de onda (a) tiene una frecuencia relativa de $10/9f_s$ lo cual es obviamente, contrario al teorema del muestreo. Un análisis de las muestras de la forma de onda (a) revelaran que la forma de onda original se perdió; las muestras aparecen como si fueran una forma de onda senoidal pero a una frecuencia de $1/9f_s$. De hecho las muestras en la forma de onda (a) son completamente indistinguibles de las muestras tomadas de una forma de onda con frecuencia $1/9f_s$.

La forma de onda en la figura 5.3 (b) tiene una frecuencia relativa de $1/3f_s$, la cual sigue los lineamientos del teorema del muestreo y resulta claro ver que la forma de onda muestreada es una representación aceptable de su forma de onda continua original.

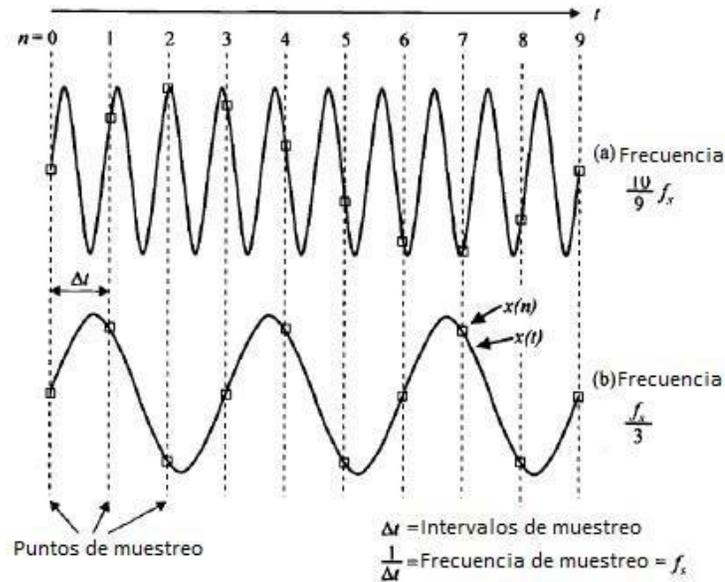


Figura 5.3 Efecto aliasing en señales muestreadas.

5.3.1.4 Circuito de muestreo y retención.

La función básica de un circuito de muestra y retención en un sistema de entrada analógica es capturar una señal y mantenerla a ese valor constante durante el subsecuente ciclo de conversión analógica a digital, discutido en la siguiente sección. También, todas las señales de entrada deben ser muestreadas al mismo instante tal que la relación de sus fases se conserva. Esto se realiza al controlar todos los circuitos de muestra y retención con el mismo pulso del reloj comandado por el microprocesador. Para explicar el procedimiento véase la figura 5.4. En esta figura, un circuito muy simple es mostrado, el cual consiste de un solo interruptor y de un capacitor de retención CH. Al momento en el que el interruptor se cierra, el capacitor se carga hasta el nivel de la señal de entrada. El capacitor entonces mantiene la carga en este nivel cuando el interruptor se abre.



Figura 5.4 Circuito simple de muestreo y retención.

5.3.1.5 Convertidor analógico digital.

Un convertidor analógico-digital (convertidor A/D o ADC) toma los valores instantáneos de un voltaje analógico y lo convierte a un número binario de n-bits que puede ser fácilmente manipulado por un microprocesador. El número de n-bits es una fracción binaria representando la relación entre el voltaje de entrada y el voltaje a escala completa del convertidor. Un número de diferentes técnicas pueden ser usadas para lograr esta conversión. Los rangos totales de voltajes de entrada para un ADC son típicamente de 0 a +5 o de 0 a +10 volts para operaciones unipolares y de -5 a +5 o -10 a +10 volts para operaciones bipolares.

5.3.1.6 Multiplexor.

Un multiplexor es un dispositivo que selecciona una señal de uno de sus dos o más canales de entrada y transfiere esta señal a su canal de salida. En aplicaciones de protección, el multiplexado análogo es usado para transferir la señal muestreada de los circuitos S/H uno a uno al convertidor A/D. Los convertidores A/D son costosos y por lo tanto, solo un convertidor A/D es usado para convertir todas las señales de entrada muestreadas.

Un multiplexor analógico es esencialmente una colección de interruptores analógicos controlados por la lógica de selección de canal. Es decir, un código binario es dado al multiplexor cuya circuitería de lógica interna conecta los canales de entrada correspondientes al canal de salida. La señal de salida puede ser de una terminal o diferencial.

Los dispositivos de switcheo usados en los multiplexores pueden ser pequeños relevadores o dispositivos de estado sólido tales como BJTs, JFETs o MOSFETs. Estos últimos dispositivos son comúnmente usados en relevadores digitales.

5.3.2 Subsistema de entrada digital.

Este subsistema obtiene la información directamente del sistema de potencia. Esta información puede ser el estado del interruptor de potencia (abierto/cerrado), entre otros. El número de entradas digitales es aproximadamente de cinco a diez.

5.3.3 Unidad Central de Procesamiento.

Esta unidad procesa los datos que se obtienen del subsistema de entrada y toma decisiones basadas en la ejecución de los algoritmos residentes en su memoria. Esta unidad también interactúa al dar instrucciones a los circuitos de muestra y retención (S/H), el multiplexor y el convertidor A/D.

5.3.4 Memoria.

En general, existen tres tipos de memoria disponibles en el relevador digital. Estas son:

La memoria ROM (memoria de acceso solo a lectura), la cual se encarga de almacenar el programa.

La memoria RAM (memoria de acceso aleatorio), la cual provee el almacenamiento temporal que se requiere para los procesos computacionales y la grabación de datos de fallas y otros eventos.

En la memoria EEPROM (memoria de solo lectura, programable y borrrable electrónicamente) se almacenan los ajustes del relevador, ajustes extras dados por el usuario y otra información vital.

El procesador se comunica con estos elementos de memoria al acceder los datos, instrucciones y líneas de control.

5.3.5 Subsistema de salida digital.

La respuesta dada por la señal de salida de un relevador digital se realiza a través de su subsistema de salida digital. En la mayoría de los casos un máximo de cinco a diez salidas de este tipo son suficientes para satisfacer la mayoría de las aplicaciones de relevadores de protección.

5.3.6 Filtros digitales.

La medición fasorial es muy importante para monitorear y diagnosticar sistemas eléctricos de potencia. Los fasores portan la amplitud y la fase de una señal senoidal en estado estable (frecuencia, amplitud y fase constantes).

Las compañías eléctricas tienen que enfrentarse con problemas complejos en una situación de constante evolución de los negocios. Entre estas cuestiones hay dos que destacan especialmente: la previsión de que las redes eléctricas funcionarán más cerca de su capacidad máxima y la necesidad, cada vez mayor, de una supervisión mejor y más precisa de las redes eléctricas.

La posibilidad de determinar los fasores a lo largo del sistema de distribución de energía en un momento dado, abre una puerta a la solución de estos problemas, es por ello que es de suma importancia analizar y estudiar las técnicas de estimación de fasores.

A continuación se mencionan algoritmos para la estimación de fasores:

Algoritmos no recursivos.

Algoritmos trigonométricos

Algoritmos de mínimos errores cuadrados

Algoritmos de correlación

Algoritmos recursivos

Algoritmos recursivos de la DFT

*6 Modelado Esquemas De
Onda Viajera.*

6.1 Adquisición de datos y procesamiento de señales. [15] [21]

La adquisición de datos y el procesamiento de señales para los elementos de protección de línea en el dominio de tiempo es la parte más importante de este tipo de esquemas, debido a que se debe ser preciso en el tipo de ondas que se intenta capturar para su análisis.

El relevador que en el que se basa esta tesis es el SEL-T400L, el cual aplica un sistema de adquisición de datos con las siguientes características:

6.1.1 Frecuencia de muestreo.

La onda viajera es un fenómeno transitorio de alta frecuencia, un relevador que se base en el cálculo de fasores puede tener una frecuencia de muestreo de 960 Hz, y con eso es suficiente para encontrar fallas, pero al ser la onda viajera muy veloz se tiene que utilizar una frecuencia de muestreo de 1 MHz, es decir, con muestras tomadas cada microsegundo. Si se utiliza una frecuencia de muestreo menor la precisión del relevador se pierde y el error de localización se incrementa en gran medida.

Para simular el muestreo en Simulink se utiliza el bloque de la figura 6.1.

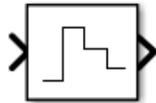


Figura 6.1 Bloque Zero-order hold.

Debido a que el bloque tiene los parámetros en unidad de tiempo se tiene que utilizar la siguiente fórmula

$$T = \frac{1}{f_s} \quad (6.1)$$

Donde

T es el periodo

f_s es la frecuencia de muestreo

Por lo tanto los parámetros en el bloque son los mostrados en la figura 6.2

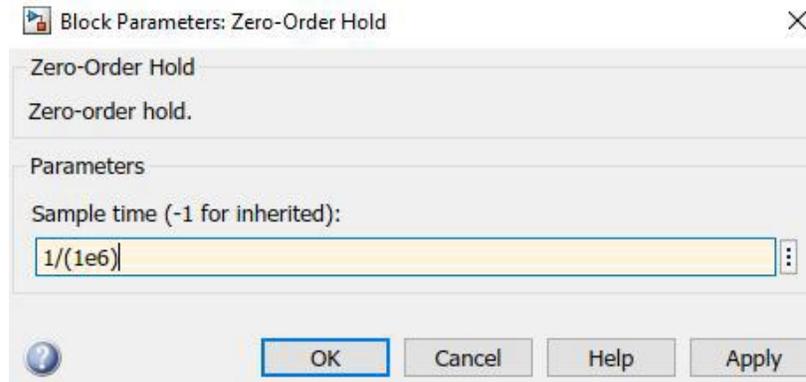


Figura 6.2 Parámetros del bloque Zero-order hold.

6.1.2 Filtrado antialiasing y pasa banda.

El filtro debe tener una frecuencia de corte del orden de 400 kHz. El filtro deja pasar a los componentes de señal de alta frecuencia que el dispositivo utiliza para detectar ondas viajeras (es decir, las puntas de las señales). Además debido a que no son relevantes las componentes de baja frecuencia se utiliza un filtro pasa banda que filtre las frecuencias menores a 20 kHz y mayores a 100 kHz. Para este proceso se utilizó el bloque de la figura 6.3.

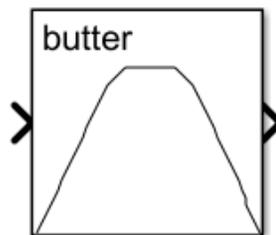


Figura 6.3 Bloque Analog Filter Design.

Los parámetros del filtro pasa banda son los mostrados en la figura 6.4 y están en radianes por segundo, por lo tanto la frecuencia se tiene que pasar a radianes.

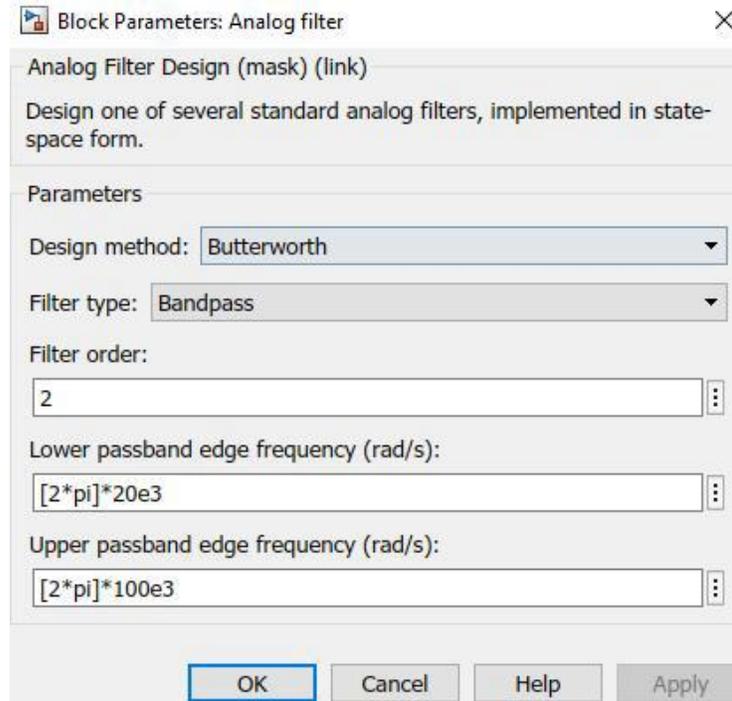


Figura 6.4 Parámetros del bloque Analog Filter Design.

Con este filtrado se pudo observar de manera clara las primeras ondas viajeras generadas antes una falla.

El conjunto de bloques de filtro y muestreo quedan se ilustran en la figura 6.5

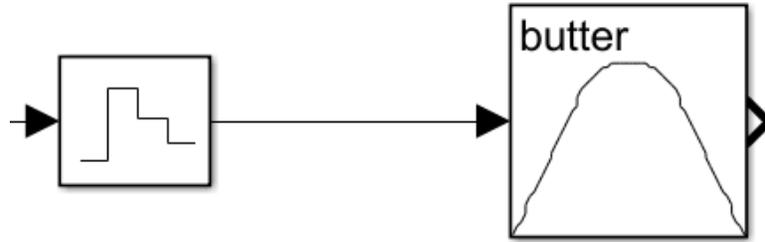


Figura 6.5 Circuito de muestreo y filtrado.

6.2 Análisis modal en Simulink.

Como se vio en la sección 3.4.2.2 el análisis modal debe utilizar la transformada de Clarke referido a un marco de referencia de fases de secuencia alfa, para esto utilizamos las ecuaciones 3.7, 3.8 y 3.9 y queda de la siguiente manera en Simulink.

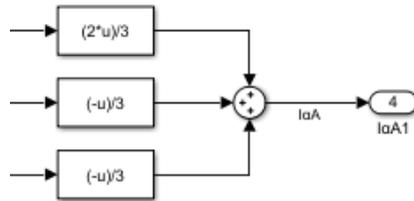


Figura 6.6 Fase de secuencia alfa con marco de referencia de la fase A.

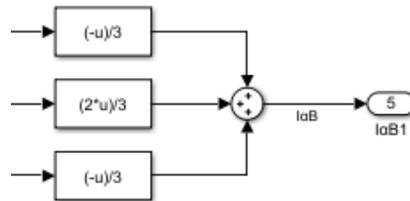


Figura 6.7 Fase de secuencia alfa con marco de referencia de la fase B.

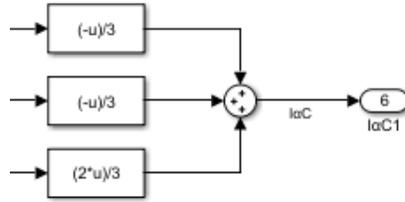


Figura 6.8 Fase de secuencia alfa con marco de referencia de la fase C.

Con los bloques de las figuras anteriores se encuentra las componentes alfa de las tres fases con su respectivo marco de referencia a cada fase.

6.3 Lógica de detección de fase fallada.

Debido a que el sistema tiene un acoplamiento inherente en sus fases es complicado elegir cual fase es la fallada, esto porque una falla en una de las líneas hace que se presenten ondas viajeras en las fases adyacentes por tal motivo se realizó una lógica de detección de fallas, esto porque al presentarse una falla el comportamiento de la fase fallada da como resultado una onda viajera de mayor magnitud y en las demás la magnitud es menor.

Esto solo funciona para fallas de fase a tierra que son las de mayor incidencia en sistemas de potencia. Por lo tanto en la figura 6.9 se muestra la lógica.

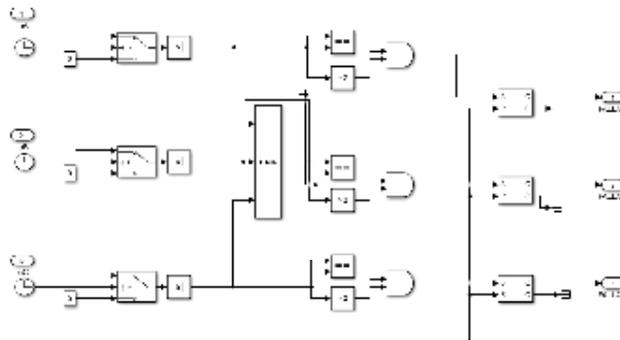


Figura 6.9 Lógica de detección de fase fallada.

Un reto que se presentó es como comparar estas fases debido a que presentaban polaridades diferentes, para esto se eligió el valor absoluto de las fases y así todas tendrán siempre la misma polaridad. La figura 6.10 muestra las ondas de corriente antes de la lógica de detección de fase fallada y la 6.11 después de la lógica.

$$T = \frac{1}{f_s} \tag{6.1}$$

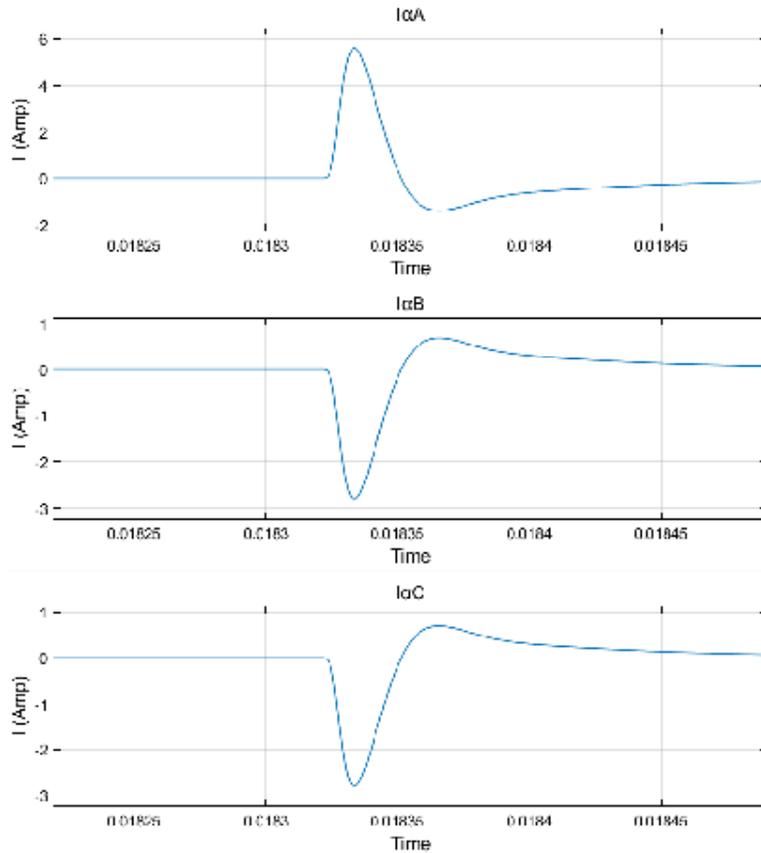


Figura 6.10 Señales de corriente antes de lógica de fase fallada.

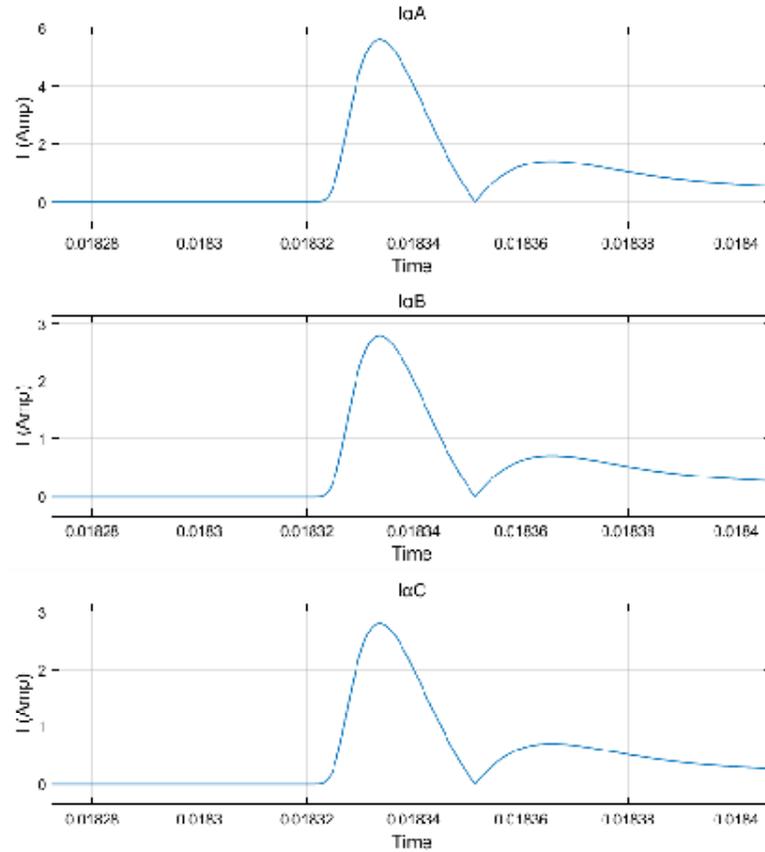


Figura 6.11 Señales de corriente después de la lógica de fase fallada.

El hecho de poner todas las señales en una misma polaridad hace que la lógica pueda comparar fácilmente los parámetros.

6.4 Lógica de detección de falla interna.

Debido a la selectividad del relevador diferencial de onda viajera, es necesario detectar cuando una falla está dentro de su zona de protección, para lo cual se habilitó una lógica de detección de fallas internas, utilizando el principio visto en la sección 2.5.3.2, a causa de que los transformadores de corriente están viendo en dirección a la línea las ondas viajeras que ven cuando hay una falla interna son siempre de la misma polaridad.

En la figura 6.12 se muestra la lógica de detección de fallas, la cual toma en cuenta las corrientes locales y las remotas.

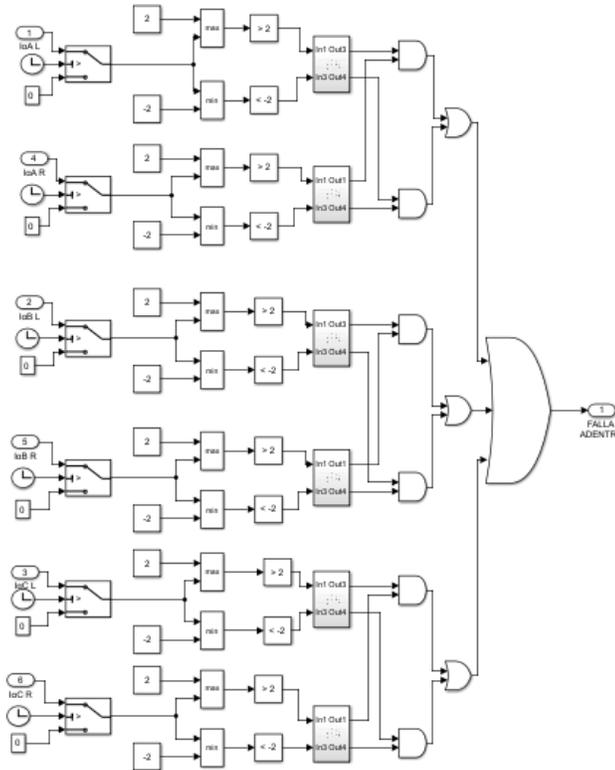


Figura 6.12 Lógica de detección de falla interna.

Como se mencionó antes las fallas internas presentan la misma polaridad como se aprecia en la figura 6.13

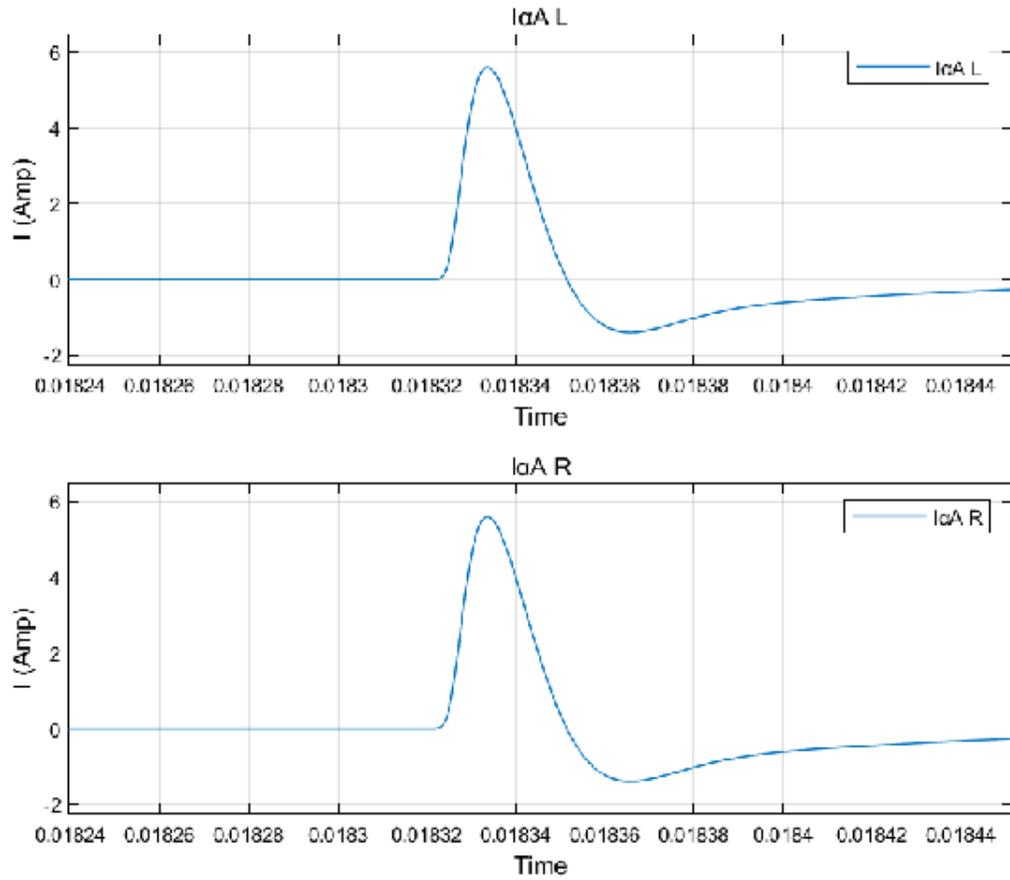


Figura 6.13 Polaridad de la onda viajera para fallas internas.

En la figura 6.14 se muestra el comportamiento de la onda viajera para fallas externas.

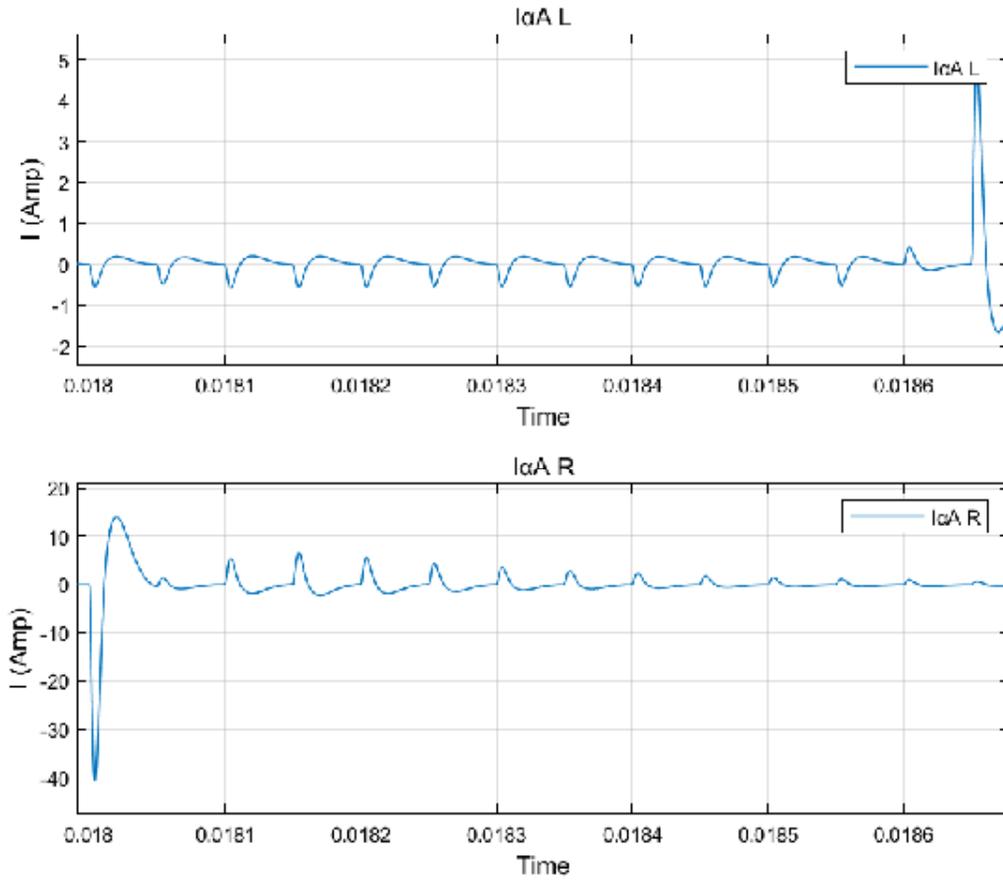


Figura 6.14 Polaridad de la onda viajera para fallas externas.

6.5 Detección del tiempo de llegada de la onda viajera.

El tiempo en este esquema es de suma importancia, por lo cual se diseñó una lógica que determina el tiempo en el que la onda viajera llega al punto más alto y ese tomarlo como el punto de llegada de la onda viajera, esto se hizo utilizando la derivada de la señal, de otra manera no se hubiera estimado bien el tiempo de llegada de la onda viajera, lo cual traería errores de tiempo y por ende de localización.

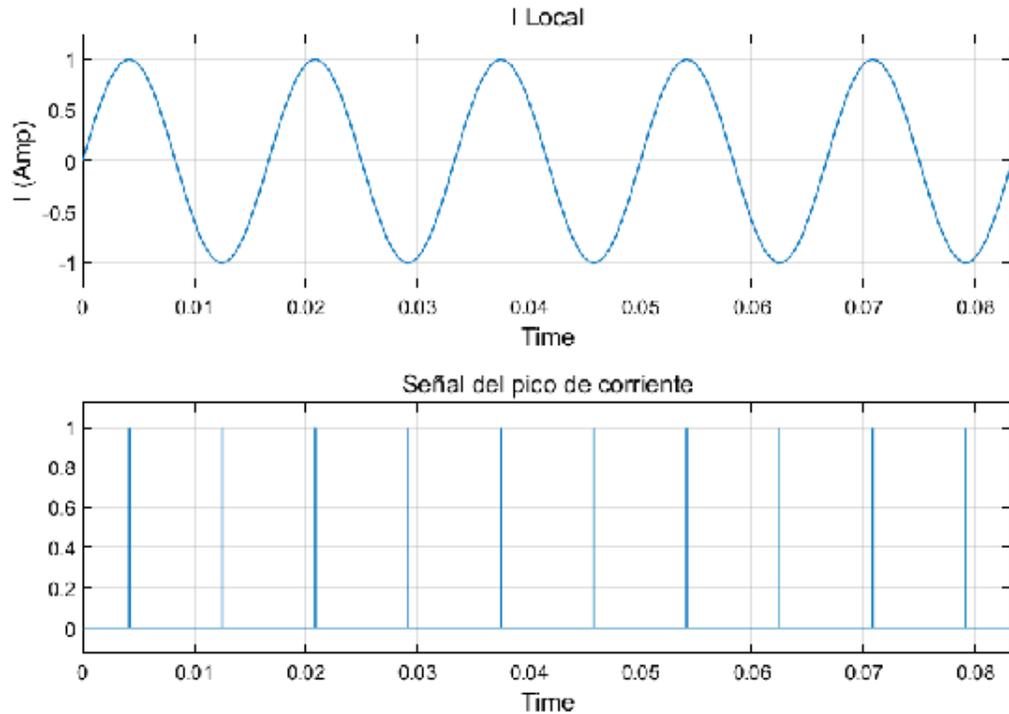


Figura 6.15 Señal de corriente mostrando el pico más alto.

6.6 Velocidad de propagación de la línea de transmisión.

Como se mostró con anterioridad la velocidad de propagación de la onda se puede calcular en base a los parámetros de inductancia y capacitancia de secuencia positiva de la línea. En la práctica estos parámetros se pueden ver afectados por los cálculos de la línea de transmisión por lo se realizan pruebas simulando un transitorio abriendo el interruptor del inicio de la línea y después abriendo el interruptor del final de la línea, de esta manera ya se tienen los tiempo de llegada a cada extremo y se evita el error de cálculos.

En la figura 6.16 se muestran las ondas viajeras y se hace el cálculo de la velocidad de propagación de la línea. De la ecuación 3.5 se hace el despeje de la velocidad de propagación. Como se muestra en 6.2

$$V_p = \frac{LL - 2M}{t_L - t_R} \tag{6.2}$$

$$V_p = \frac{225 - 2 \times 225}{0.019805013548150 - 0.020574897501783} \tag{6.3}$$

$$V_p = 292251.8373558114 \text{ km/seg} \tag{6.4}$$

Este dato calculado es el siguiente.

$$v = \frac{1}{\sqrt{0.001067446 \times 1.09631 \times 10^{-8}}} = 292320.87 \text{ km/seg} \tag{6.5}$$

Se aprecia que la velocidad de propagación es muy similar, pero la que se debe utilizar siempre es la de las pruebas y no la de los cálculos.

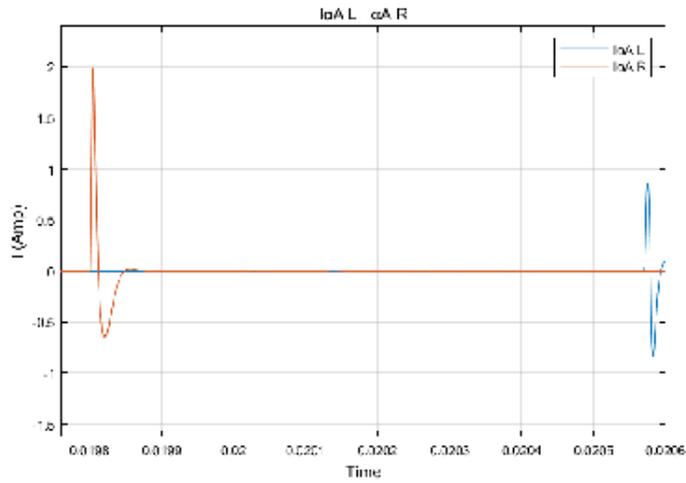


Figura 6.16 Ondas viajeras local y remota.

6.7 Pruebas en esquema de protección diferencial de onda viajera.

En [22] se menciona un aspecto importante de la onda viajera y es que si la falla ocurre en un instante de tiempo donde la onda de voltaje cruza por cero no se genera una onda viajera significativa, y por lo tanto no reaccionará ante una falla. Cabe mencionar que los relevadores actuales son multifunción, por lo que si no funcionara el relevador de onda viajera, por el problema antes mencionado, funcionaría alguna otra filosofía incluida en el mismo relevador. Para la determinación de puntos de falla, se utilizó una gráfica de la onda senoidal del voltaje. Esto se muestra en la figura 6.17.

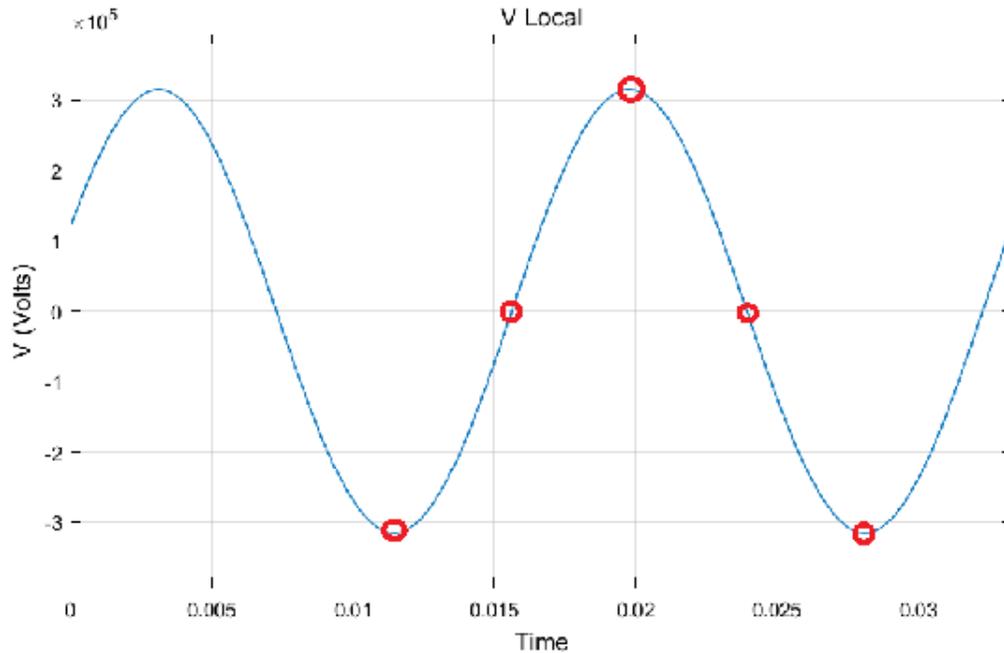


Figura 6.17 Señal de voltaje.

De la figura anterior se pueden tomar cuatro puntos importantes, los cuales serían cuando la onda de voltaje está en sus puntos de mayor magnitud ya sea positiva o negativa y los cruces por cero. Los puntos se muestran en la tabla 6.1

Tabla 6.1 Tiempo de puntos máximos y cruces por cero del voltaje.

Parámetro de voltaje	Tiempo (segundos)
V_0 creciente	0.0155
V_{max} positivo	0.0198
V_0 decreciente	0.0235
V_{max} negativa	0.0275

Debido a que se ocupan muchos recursos computacionales para realizar las pruebas, se opta por reducir aún más el sistema, lo cual no afecta en el modelo, y solo se simulan un par de ciclos.

Además se añadieron los TC's al sistema y de ahí se están tomando las señales de corriente para los diferentes esquemas. La figura 6.18 muestra el modelo a probar.

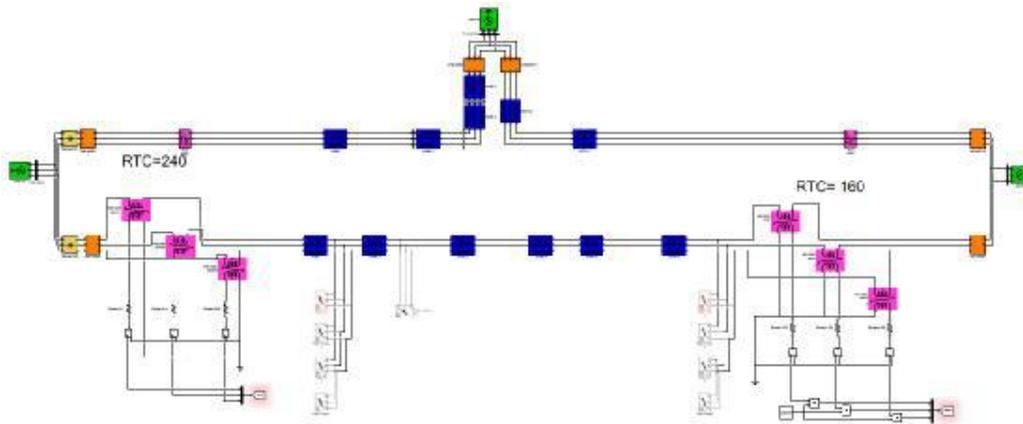


Figura 6.18 Modelo equivalente de la red Sureste de CFE.

6.7.1 Falla monofásica

1) Falla interna de alta impedancia ($100\ \Omega$) en $V_{A_{Max}}$.

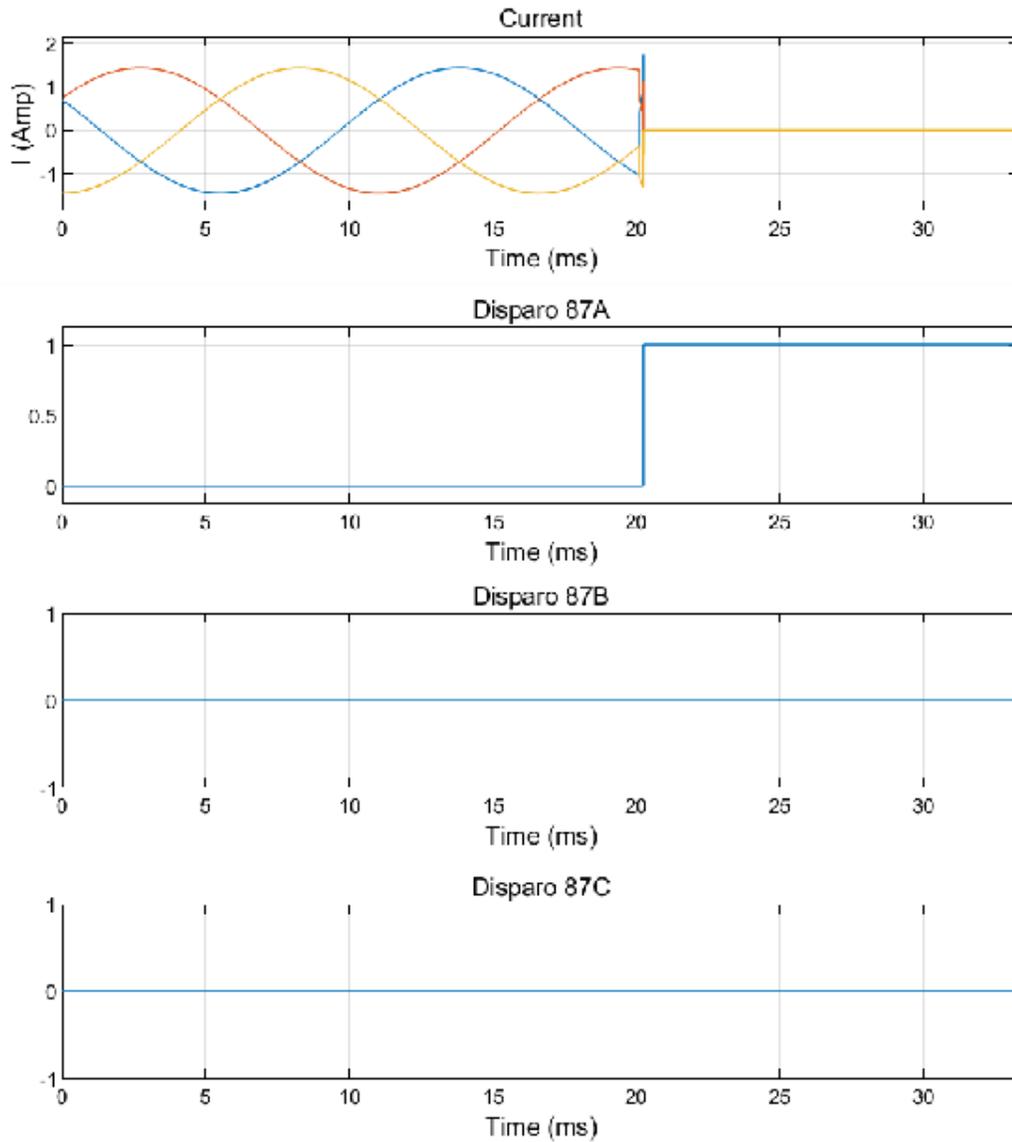


Figura 6.19 Disparo de función 87 con falla de alta resistencia.

2) Falla interna sólidamente aterrizada en $V_{A_{Max}}$.

Para el siguiente caso, se utilizó se simuló una falla con muy poca resistencia de falla, para este caso utilizamos $1 \times 10^{-6} \Omega$ que es casi igual a cero.

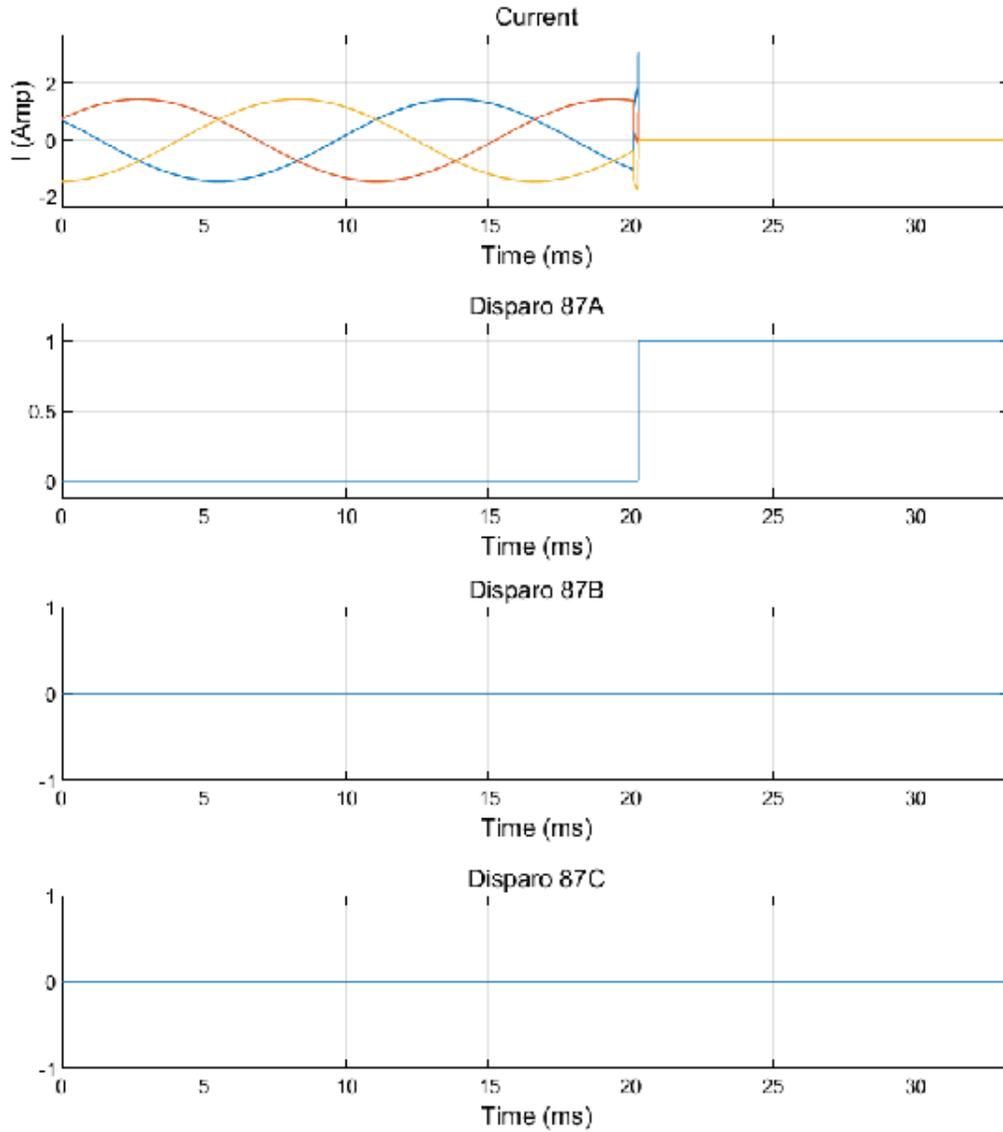


Figura 6.20 Disparo de la función 87 con falla franca

3) Falla interna de alta impedancia (100Ω) en $V_A = 0$.

Como ya se mencionó en este instante de tiempo no se genera onda viajera.

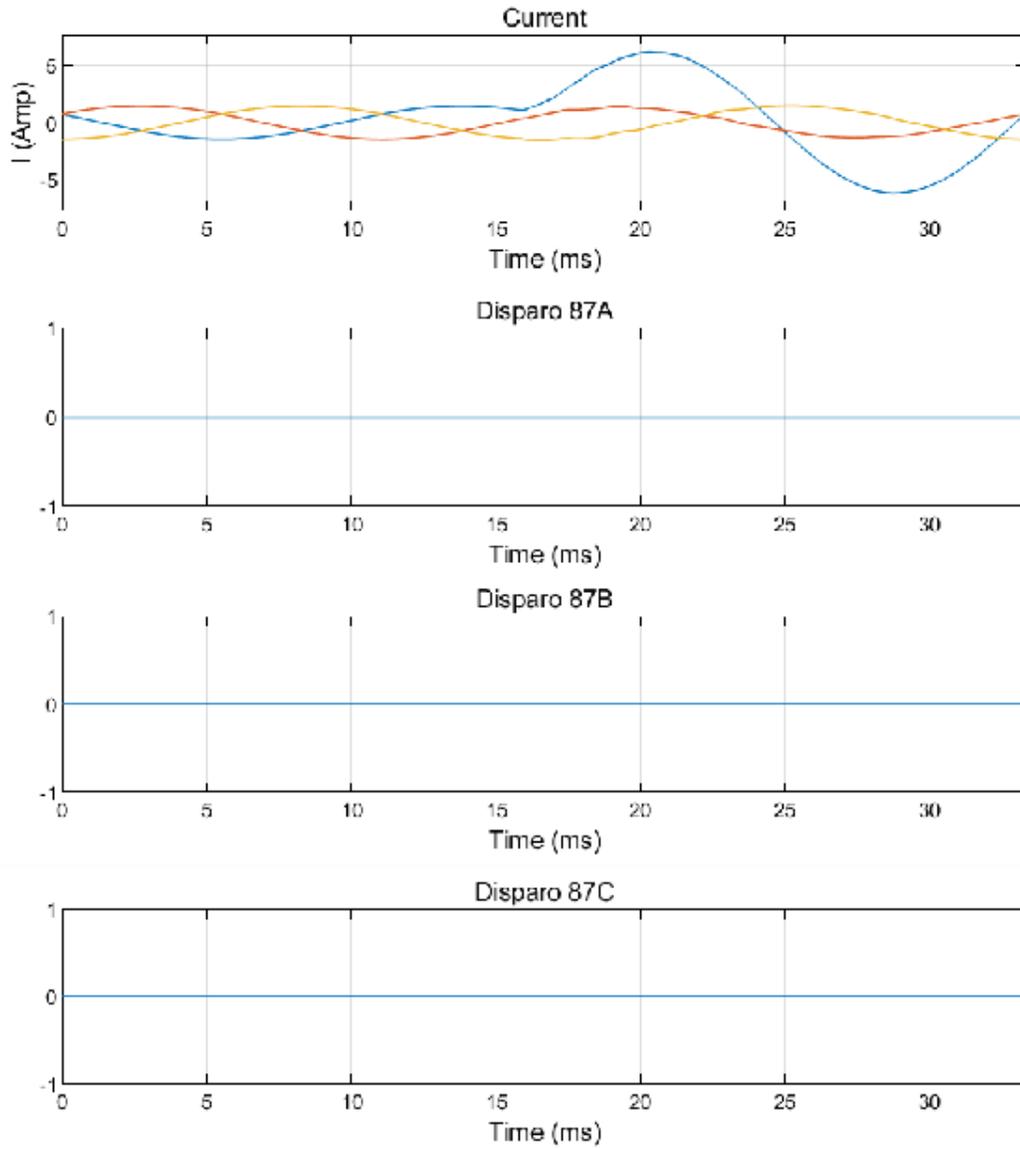


Figura 6.21 Disparo de la función 87 falla de alta impedancia.

4) Falla externa de alta impedancia (100Ω) en $V_{A_{Max}}$.

Para esta falla no se hicieron muchas pruebas, solo con la de impedancia alta en voltaje máximo, que es el escenario más desfavorable, la de voltaje cero no genera onda viajera por lo tanto no es necesario ponerla.

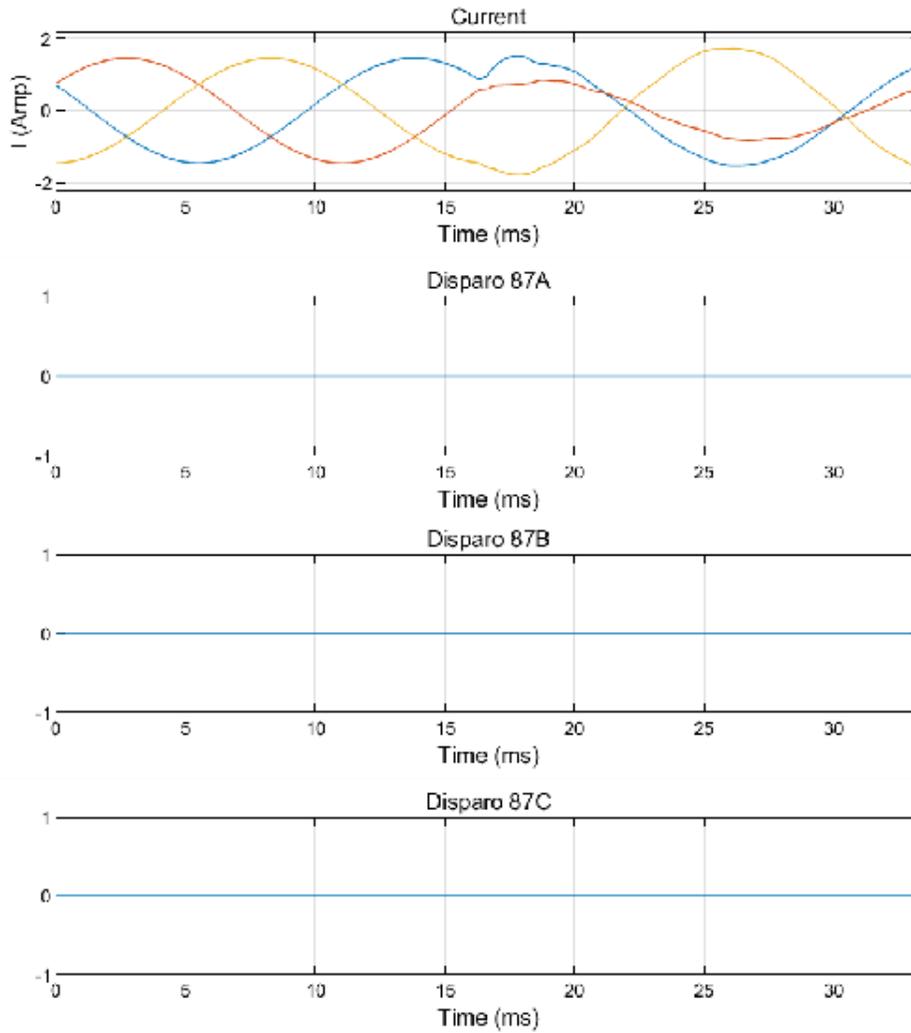


Figura 6.22 Disparo con falla externa de alta impedancia.

6.7.2 Falla trifásica

1) Falla interna sólidamente aterrizada en $V_{A_{Max}}$.

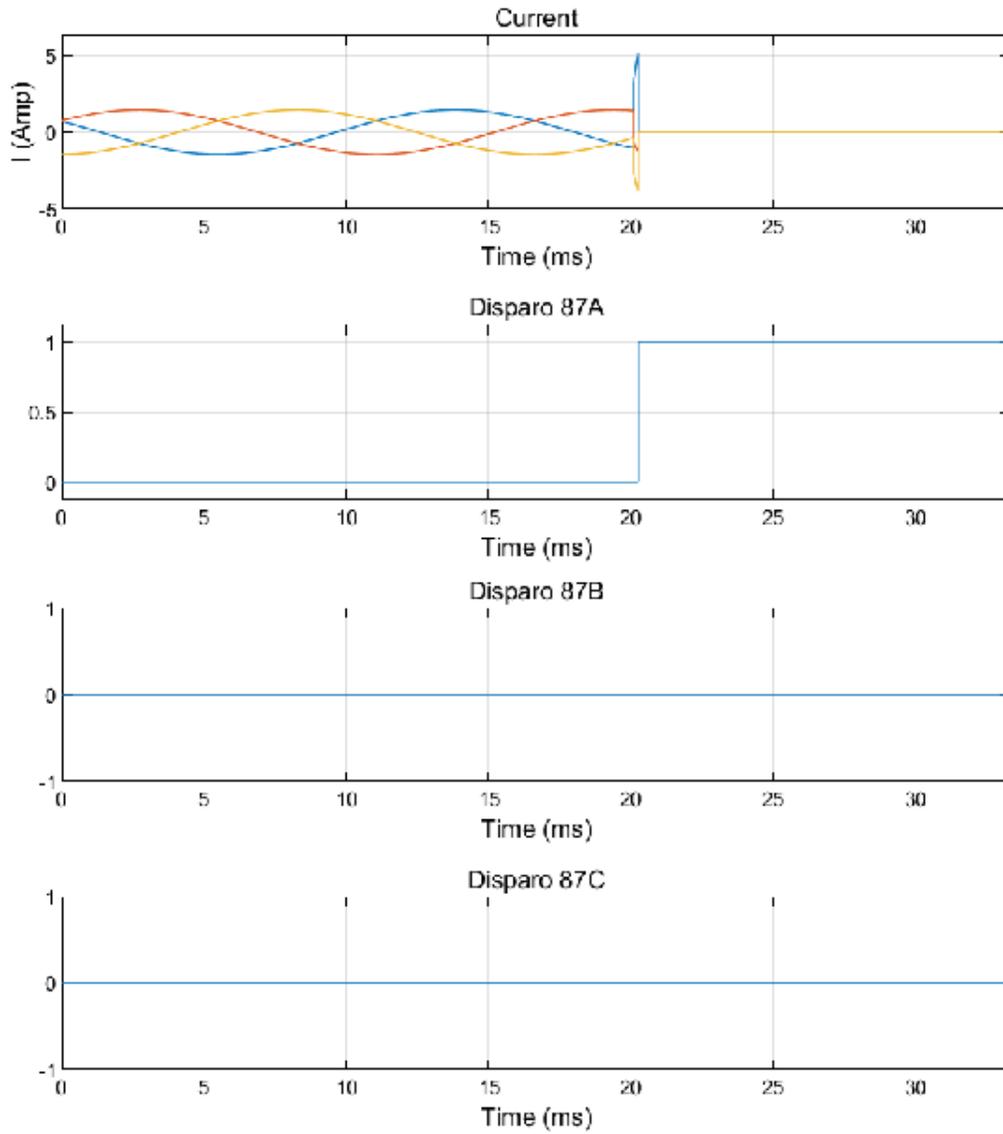


Figura 6.23 Disparo con falla interna V_{max} trifásica.

2) Falla interna sólidamente aterrizada en $V_A = 0$.

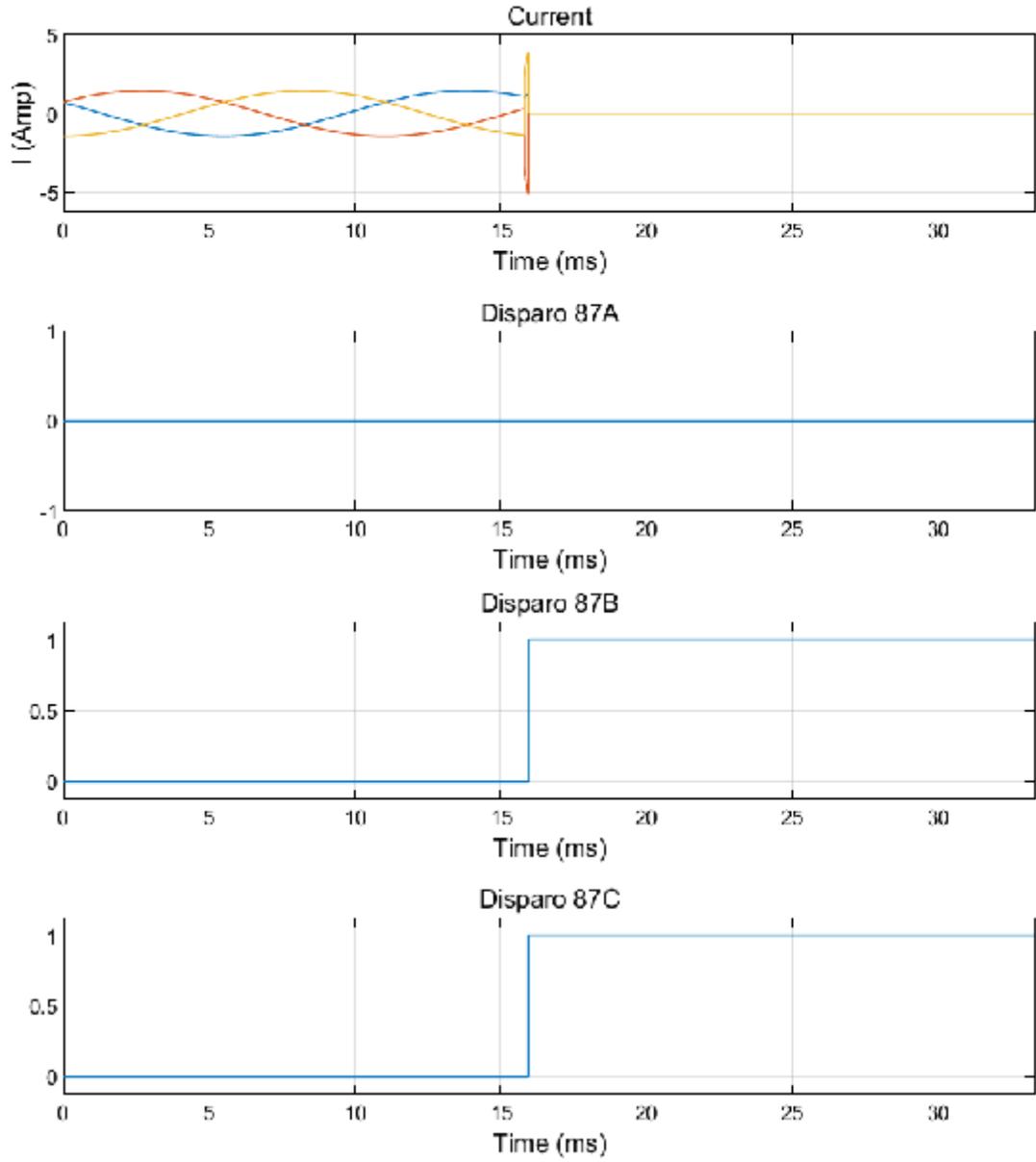


Figura 6.24 Disparo con falla interna V0 trifásica.

3) Falla trifásica externa.

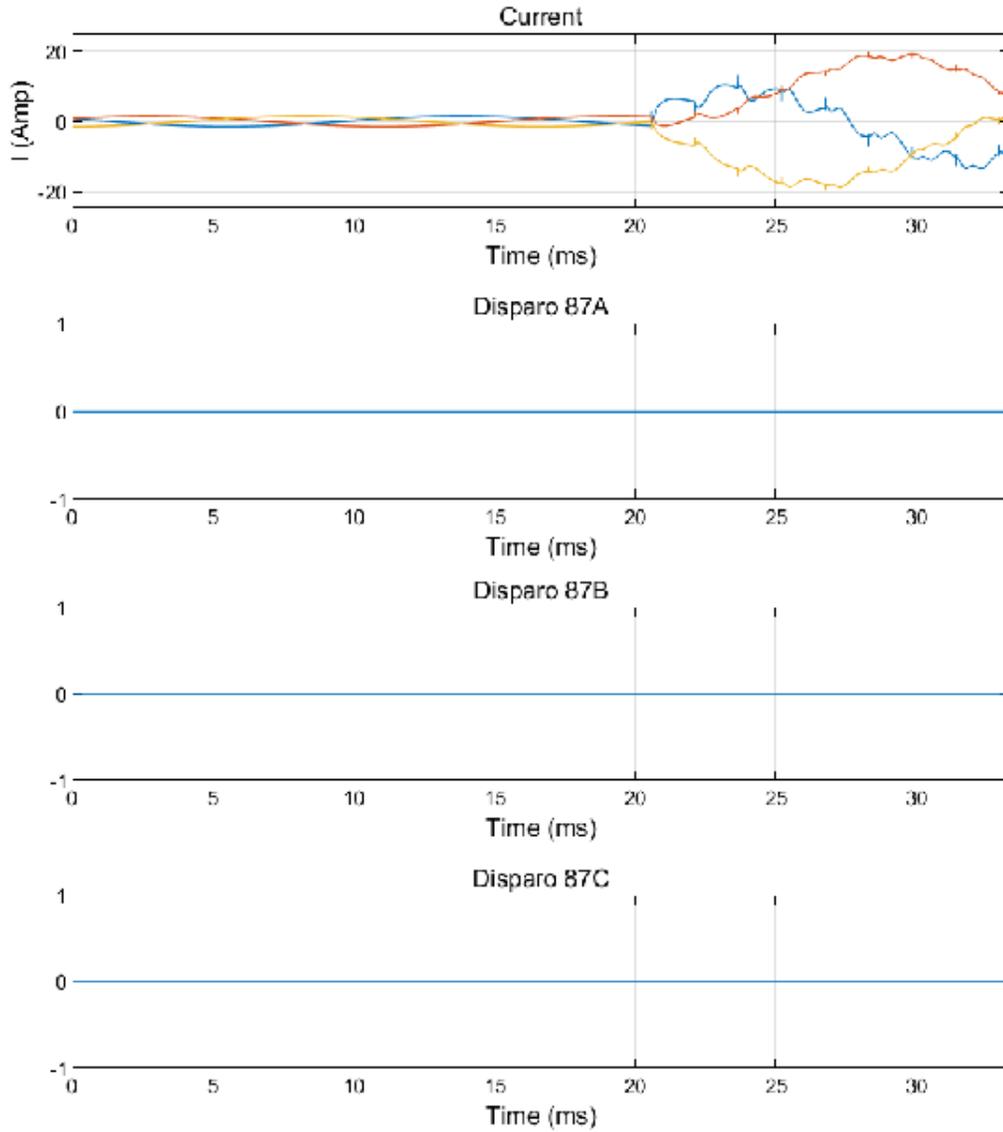


Figura 6.25 Disparo 87 falla externa trifásica.

6.8 Localización de fallas en líneas de transmisión.

La localización de fallas por onda viajera, no requiere sobrepasar un nivel de arranque, debido a que este esquema no es para protección, sino solo localización, por lo tanto hay más probabilidades de encontrar la onda viajera sin importar el momento en el que la falla ocurra.

Lo que se buscó fue evaluar la precisión de las fallas, el resultado está en la tabla siguiente:

Tabla 6.2 Resultados de la localización de fallas y su error.

Falla en la línea (km)	Cálculo de onda viajera (km)	Error (%)
10	9.96873	0.31
20	19.96062	0.19
40	39.9444	0.13
60	59.9587349	0.06
105	104.977268	0.02
135	134.923541	0.05
147	146.9015	0.06

Conclusiones.

Esta tesis estuvo enfocada en la aplicación de las ondas viajeras generadas para su uso en esquemas de protección y localizadores. Lo cual se cumplió en su totalidad, esto nació a partir del nuevo relevador SEL-T400L que actualmente está en operación en México en la región sureste en el año 2017 cuando se inició este trabajo de tesis

Se modeló un equivalente real de la red sureste de 400 kV junto con todos los dispositivos como TC's y capacitores serie para líneas de transmisión necesarios para que fuera un modelo válido.

En el esquema de protección la aplicación de la onda viajera hace que la detección de fallas en las líneas sea la manera más rápida para determinar qué fase es la que tiene problemas, pero su uso en líneas paralelas se ve mermado debido al acoplamiento mutuo entre las líneas y este efecto es inherente al sistema. Además de tener problemas al detectar fallas trifásicas debido a que el comportamiento de la onda viajera es un fenómeno aleatorio y depende totalmente del momento en el que ocurre la falla, en la onda de voltaje, si la falla ocurre en el cruce por cero de la onda de voltaje prácticamente no se generan ondas viajeras. Por lo tanto en ocasiones es imposible de detectar fallas inclusive de una sola fase a tierra.

Para que una falla sea liberada adecuadamente se debe emplear otras filosofías de respaldo o métodos tradicionales en el mismo relevador multifunción. Lo cual le quita todas las ventajas que puede ofrecer el uso de las ondas viajeras.

Como localizador de falla es evidente que es la mejor aplicación, debido a que no se requiere conocer la impedancia real de la línea, únicamente la longitud que esta tiene, el problema radica en que se debe tener una comunicación entre los relevadores con fibra dedicada, ya que si se utiliza GPS puede haber retrasos en que podrían afectar la localización, por ejemplo un retraso de un milisegundo podría incrementar el error en 300 metros para cada lado de la falla y por lo tanto se pierden todas las ventajas del localizador. En el

relevador actualmente instalado en CFE es la única función que ha dado buenos resultados debidos que se cumplen las condiciones para su operación.

En conclusión la onda viajera aplicada al relevador diferencial para líneas de transmisión no ofrece seguridad al sistema, pero cuando llega a detectar una falla ofrece velocidad para actuar de manera rápida y poder aplicar las medidas necesarias como un disparo y recierre monopolar. Pero no es totalmente confiable.

Referencias

- [1] Filosofías y Principios Básicos de Protecciones., CFE, México, 2002.
- [2] Esquemas de protección eléctrica, CFE, México.
- [3] Edmund O. Schweitzer, Ultra-High-speed relaying for transmission lines, presentation, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2016.
- [4] Hector J. Altuve Ferrer, Edmund O. Schweitzer III. Modern Solutions for Protection, Control and Monitoring of Electric Power Systems-Quality Books, Inc. (2010).
- [5] Subgerencia de Protecciones GRTBC departamento de análisis de redes. Curso Protección de líneas de alta tensión.
- [6] Subgerencia de Protecciones GRTBC departamento de análisis de redes. Criterios de ajuste y coordinación de protecciones para líneas de transmisión subtransmisión y cables de potencia.
- [7] Edmund O. Schweitzer, III, Bogdan Kasztenny, Armando Guzmán, Veselin Skendzic, and Mangapathirao V. Mynam, Applying Travelling Waves for Ultra-Fast Line Protection, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2016, 11p.
- [8] Murari Mohan Saha, Jan Izykowski, Eugeniusz Rosolowski, Fault Location on power networks, USA 2010.
- [9] Izykowski J (2008) Fault location on power transmission lines, The Technical University of Wroclaw Press, Wroclaw, Poland.
- [10] Izykowski J, Rosolowski E, Saha MM (2007) Post-fault analysis of operation of distance protective relays of power transmission lines. IEEE Trans on Power Deliv 22(1):74 81.
- [11] Sachdev MS (1997) Advancement in microprocessor based protection and communication. IEEE Tutorial Course, IEEE PES, IEEE Catalog Number: 97TP120-0.

- [12] IEEE Std C37.114 (2005) IEEE guide for determining fault location on AC transmission and distribution lines. IEEE Power Engineering Society Publ., New York.
- [13] Jiang J-A, Lin Y-H, Yang J-Z et al. (2000) An adaptive PMU based fault detection/location technique for transmission lines - Part II: PMU implementation and performance evaluation. IEEE Trans on Power Deliv 15(4):1136–1146.
- [14] E. O. Schweitzer, III, “A Review of Impedance-Based Fault Locating Experience,” proceedings of the Northwest Electric Light & Power Association Conference, Bellevue, WA, April 1988.
- [15] E. O. Schweitzer, III, A. Guzmán, M. V. Mynam, V. Skendzic, B. Kasztenny, and S. Marx, “Locating Faults by the Traveling Waves They Launch,” proceedings of the 67th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, March 2014.
- [16] Parámetros de líneas de transmisión, subgerencia regional de transmisión oriente, superintendencia de protecciones y medición, CFE 2014.
- [17] Dommel, H., “Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single and Multiple Networks,” IEEE® Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-88, No. 4, April, 1969.
- [18] Francisco Peñaloza, Obtención De Parámetros De Tc’S. Hoja De Cálculo Del Curso Atpdraw. CFE.
- [19] Gonzalez Longatt F. M., Capitulo 4 Anormalidades en Sistemas de Potencia. 2007.
- [20] Diplomado en protecciones de sistemas eléctricos de potencia, CFE.
- [21] E. O. Schweitzer, III, B. Kasztenny, M. Mynam, A. Guzmán, V. Skendzic, “New time-domain line protection principles and implementation”, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2350 NE Hopkins Court, Pullman, WA 99163 USA.
- [22] SEL-T400L Instruction manual, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2017.