



EDUCACIÓN
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CIUDAD MADERO
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN
MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA.



TESIS

**DESARROLLO DE UN ALGORITMO DE SELECCIÓN DE FALLA
CROSS COUNTRY EN LÍNEAS PARALELAS IDÉNTICAS PARA
USO EN RELEVADORES CON INTELIGENCIA ARTIFICIAL**

Que para obtener el Grado de:
Maestro en Ingeniería Eléctrica

Presenta
Ing. Jonathan Ivan Monterrubio Palacios
G09071284
No. CVU 958532 de CONACyT

Director de Tesis
Dr. Gastón Hernández Martínez
No. CVU 63296 de CONACyT

Co-director de Tesis
Mc. José de Jesús Durón Mendoza

Cd. Madero, Tam. 03 de diciembre de 2021

OFICIO No. : U.159/21
ASUNTO: AUTORIZACIÓN DE
IMPRESIÓN DE TESIS

C. JONATHAN IVAN MONTERRUBIO PALACIOS
No. DE CONTROL G09071284
P R E S E N T E

Me es grato comunicarle que después de la revisión realizada por el Jurado designado para su Examen de Grado de Maestría en Ingeniería Eléctrica, se acordó autorizar la impresión de su tesis titulada:

“DESARROLLO DE UN ALGORITMO DE SELECCIÓN DE FALLA CROSS COUNTRY EN LÍNEAS PARALELAS IDÉNTICAS PARA USO EN RELEVADORES CON INTELIGENCIA ARTIFICIAL”

El Jurado está integrado por los siguientes catedráticos:

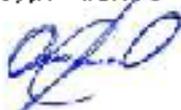
PRESIDENTE:	DR.	GASTÓN HERNÁNDEZ MARTÍNEZ
SECRETARIO:	DR.	PEDRO MARTÍN GARCÍA VITE
VOCAL:	MTRO.	RAFAEL CASTILLO GUTIÉRREZ
SUPLENTE:	MTRO.	AARÓN GONZÁLEZ RODRÍGUEZ
DIRECTOR DE TESIS:	DR.	GASTÓN HERNÁNDEZ MARTÍNEZ
CO-DIRECTOR:	MTRO.	JOSÉ DE JESÚS DURÓN MENDOZA

Es muy satisfactorio para la División de Estudios de Posgrado e Investigación compartir con usted el logro de esta meta. Espero que continúe con éxito su desarrollo profesional y dedique su experiencia e inteligencia en beneficio de México.

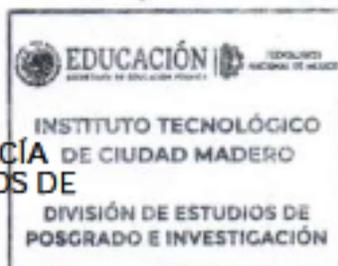
ATENTAMENTE

Excelencia en Educación Tecnológica

“Por la cultura y por los tiempos”



MARCO ANTONIO CORONEL GARCÍA
JEFE DE LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE
POSGRADO E INVESTIGACIÓN



c.c.p.- Archivo
MACG '24c1'



AGRADECIMIENTOS

A toda mi familia, compañeros, amigos y profesores por permitir el desarrollo de esta investigación y apoyar en diferentes maneras el que se llevara a cabo esta tesis ya que sin su apoyo no sería posible.

RESUMEN

“DESARROLLO DE UN ALGORITMO DE SELECCIÓN DE FALLA CROSS COUNTRY EN LÍNEAS PARALELAS IDÉNTICAS PARA USO EN RELEVADORES CON INTELIGENCIA ARTIFICIAL”

Presenta: Ing. Jonathan Ivan Monterrubio Palacios

Asesor: Dr. Gastón Hernández Martínez

En esta tesis se plantea una modificación y adaptación del algoritmo en la simulación de la investigación “IMPLEMENTACIÓN DE ALGORITMO DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA EN RELEVADORES SIEMENS PARA FALLAS CROSS COUNTRY, CONJUGANDO DOS TÉCNICAS DE ANÁLISIS UTILIZANDO MATLAB” para que sea capaz de clasificar el tipo de falla e identificar la línea de transmisión en la cual suceda (en alguna de las dos líneas idénticas en paralelo).

Para esto se necesitará modelar el circuito en el programa ATP llamado “TTE (Tres estrellas)”, en el cual la principal diferencia es que se utiliza en dos líneas de transmisión idénticas en paralelo las cuales enlazan las subestaciones “ Tres estrellas” a “Teotihuacán” además de modificar el algoritmo generado en el programa Matlab.

Se propone generar un algoritmo capaz de diferenciar en cuál de las dos líneas de transmisión está ocurriendo la falla y poder determinar qué línea de transmisión simulada se debería de proteger para permitir tener continuidad en el sistema eléctrico.

ABSTRACT

CROSS COUNTRY FAULT SELECTION ALGORITHM DEVELOPMENT IN IDENTICAL PARALLEL LINES TO USE IN ARTIFITIAL INTELIGENCE RELAYS.

Presented by: Ing. Jonathan Ivan Monterrubio Palacios

Adviser: Dr. Gastón Hernández Martínez

In this thesis It's been proposed a modification and adaptation of the algorithm in the investigation "IMPLEMENTATION OF A CROSS COUNTRY FAULT DISTANCE PROTECTION ALGORITHM IN SIEMENS RELAYS, COMBINING TWO ANALYSIS TECHNIQUES USING MATLAB" to be capable of classifying every fault type and identify the transmission line in which a fault is simulated (in any of the two identical parallel lines).

To apply this, it will be needed to make a model of the circuit in ATP program which the file name is "TTE (Tres Estrallas)" in which the main difference is the use of two identical parallel transmission lines that connect to the substations "Tres Estrellas" and "Teotihuacán " besides of modifying the generated algorithm at Matlab program.

It is proposed to generate an algorithm capable of differencing in which of the two transmission lines a fault is occurring and determine which simulated transmission line should be protected to keep continuity in the electrical system .

Índice general

1 Introducción

1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Planteamiento del Problema.....	2
1.3 Justificación.....	3
1.4 Objetivos.....	4
1.4.1 Objetivo General.....	4
1.4.2 Objetivos específicos.....	4
1.5 Hipótesis.....	5
1.6 Alcances y Limitaciones.....	5

2 Marco Teórico

2.1 Sistema Eléctrico de Potencia.....	6
2.1.1 Líneas de Transmisión.....	6
2.1.2 Perfiles de tensión.....	9
2.2 Protección de Líneas de Transmisión.....	10
2.2.1 Protección Relés de Distancia de Tierra.....	11
2.2.2 Protección con Equipos de Onda Portadora.....	11
2.2.3 Bloqueo Por Comparación Direccional.....	11
2.3 Protección por Transferencia de Apertura.....	12
2.3.1 Transferencia de apertura simple.....	12
2.3.2 Transferencia de apertura con confirmación local.....	12
2.3.3 Transferencia de apertura con confirmación local y relés con sobrealcance.....	13
2.4 Función de Protección por relevadores.....	13
2.5 Tipos de protecciones.....	15
2.5.1 Protección primaria.....	15
2.5.2 Protección de respaldo.....	16
2.5.3 Relevadores de voltaje.....	17
2.5.4 Relevadores de Sobrecorriente.....	18
2.5.5 Relevador direccional de falla a tierra.....	18
2.5.6 Relevadores Diferenciales.....	19
2.5.7 Relevadores de Sobrecorriente Direccional.....	19
2.5.8 Relevador de Distancia.....	20
2.6 Principio de Detección de fallas usando ondas viajeras.....	22
2.7 Fallas tipo Cross country.....	23

2.8 Inteligencia artificial en redes eléctricas.....	23
2.9 Red neuronal.....	25
2.9.1 Modelo biológico de una neurona.....	25
2.9.2 Modelo de una red neuronal.....	26
2.9.3 Red neuronal artificial.....	27
2.9.4 Ventajas y desventajas de las redes neuronales.....	28
2.9.5 Redes neuronales del tipo probabilístico.....	29
3 Introducción a los fenómenos transitorios.....	43
3.1 Principios básicos para la modelación.....	44
4 Falla cross country en línea de 400 kV.....	46
5 Simulación de algoritmo de relevador digital para detección de falla cross country en líneas de 400 kV idénticas en paralelo.....	78
6 Resultados.....	80
7 Conclusiones.....	82
Bibliografía.....	83

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig.1.1	Red tres estrellas (TTE)- Teotihuacán (TTH), línea autosoportada de 400 kV con doble circuito.....	3
Fig. 2.1	Ejemplo de zona de protección.....	14
Fig. 2.2	Impedancia medida en la curva de falla.....	21
Fig. 2.3	Representación de modelo fisiológico de una neurona.....	25
Fig. 2.4	Modelo de una red neuronal artificial.....	26
Fig. 2.5	Representación de entrada y salida de una red neuronal.....	28
Fig. 2.6	Red completa modelada en ATP.....	30
Fig. 2.7	Transformadores de potencial.....	31
Fig. 2.8	Transformadores de corriente.....	31
Fig. 2.9	Líneas de transmisión idénticas en paralelo.....	32
Fig. 2.10	Interruptor de fase A.....	32
Fig. 2.11	Interruptores de fase A y B.....	33
Fig. 2.12	Interruptores de fase A, B y C.....	33
Fig. 2.13	Interruptor para falla bifásica.....	34
Fig. 2.14	Interruptores para falla bifásica a trifásica.....	34
Fig. 2.15	Generador eléctrico TTH-TEX.....	35
Fig. 2.16	Generador eléctrico EAT-400.....	35
Fig. 2.17	Cuadro de diálogo de amperímetro.....	36
Fig. 2.18	Cuadro de diálogo de voltímetro.....	36
Fig. 2.19	Cuadro de diálogo de Tp's.....	37
Fig. 2.20	Cuadro de diálogo de Tc's.....	37
Fig. 2.21	Cuadro de diálogo de líneas de transmisión al 100%.....	38
Fig. 2.22	Cuadro de diálogo de las características de líneas de transmisión 50%.....	39
Fig. 2.23	Cuadro de diálogo de las características de líneas de transmisión 10%.....	40
Fig. 2.24	Cuadro de diálogo de interruptor.....	40
Fig. 2.25	Cuadro de diálogo de graficador las variables.....	41
Fig. 2.26	Cuadro de diálogo de graficador las variables en plot.....	42
Fig. 4.1	Voltaje sin falla.....	47
Fig. 4.2	Corriente sin falla.....	47
Fig. 4.3	Voltaje de falla línea a tierra.....	48
Fig. 4.4	Corriente de falla de línea a tierra.....	48
Fig. 4.5	Falla línea a línea (voltaje).....	49
Fig. 4.6	Falla línea a línea (corriente).....	49
Fig. 4.7	Falla línea a línea a tierra (voltaje).....	50
Fig. 4.8	Falla línea a línea a tierra (corriente).....	50
Fig. 4.9	Falla línea a tierra (voltaje contra corriente).....	51
Fig. 4.10	Falla línea a tierra (voltaje contra corriente).....	51
Fig. 4.11	Falla línea a tierra (voltaje contra corriente).....	52

Fig. 4.12	Falla línea a tierra en 30%.....	52
Fig. 4.13	Falla trifásica (voltaje y corriente).....	53
Fig. 4.14	Falla trifásica (voltaje) al 10%.....	54
Fig. 4.15	Falla trifásica (voltaje) al 50%.....	54
Fig. 4.16	Falla trifásica (voltaje) al 90%.....	55
Fig. 4.17	Falla trifásica (corriente) al 10%.....	55
Fig. 4.18	Falla trifásica (corriente) al 50%.....	56
Fig. 4.19	Falla cross country (voltaje).....	56
Fig. 4.20	Falla cross country (falla bifásica a trifásica) de voltaje al 10%.....	57
Fig. 4.21	Falla cross country (falla bifásica a trifásica) de voltaje al 50%.....	58
Fig. 4.22	Falla cross country (falla bifásica a trifásica) de voltaje al 90%.....	58
Fig. 4.23	Falla cross country (falla bifásica a tierra a trifásica a tierra) de voltaje al 10%.....	59
Fig. 4.24	Falla cross country (falla bifásica a tierra a trifásica a tierra) de voltaje al 50%.....	59
Fig. 4.25	Falla cross country (falla bifásica a tierra a trifásica a tierra) de voltaje al 90%.....	60
Fig. 4.26	Falla cross country (corriente).....	60
Fig. 4.27	Falla cross country (corriente) al 50%.....	61
Fig. 4.28	Falla cross country (corriente) al 30%.....	62
Fig. 4.29	Falla cross country (corriente) al 50%.....	63
Fig. 4.30	Falla cross country (corriente) al 50%.....	63
Fig. 4.31	Falla cross country (corriente) al 50%.....	64
Fig. 4.32	Falla cross country (corriente) al 90%.....	65
Fig. 4.33	Falla cross country (corriente) al 90%.....	65
Fig. 4.34	Cuadro de diálogo de ATP	66
Fig. 5.1	Denominación de líneas 1 y 2.	78
Fig. 6.1	Resultado de la simulación en el cuadro "Command Window" de una falla bifásica de las líneas A y C.....	80
Fig. 6.2	Resultado de la simulación en el cuadro "Command Window" de una falla monofásica de línea a tierra.....	81
Fig. 6.3	Resultado de la simulación en el cuadro "Command Window" de una falla trifásica.....	81

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1	Parámetros ABCD de las líneas de transmisión.....	9
Tabla 2.2	Valores de impedancia característica y de la carga SIL para líneas aéreas típicas a 60 Hz	9

Capítulo 1

1 Introducción

1.1 Antecedentes

En los sistemas eléctricos de potencia la continuidad y calidad del servicio son dos requisitos que se deben cumplir para lograr un suministro satisfactorio de energía eléctrica. La continuidad hace referencia a que el sistema eléctrico de potencia (SEP) debe garantizar que la energía producida en los centros de generación sea suministrada en forma ininterrumpida a los centros de consumo.

El requisito de calidad se refiere a que la energía debe ser suministrada en determinadas condiciones, con el fin de garantizar que los distintos tipos de equipos conectados a la red operen en las condiciones en que han sido proyectados.

Una de las causas más frecuentes por las que se puede incumplir con alguno de estos requisitos son las fallas en el sistema eléctrico, cuando esto ocurre, las magnitudes asociadas al SEP alcanzan valores situados fuera de sus rangos nominales de funcionamiento; y determinadas áreas del sistema pueden operar en condiciones desequilibradas. En caso de no tomar ningún tipo de medida para corregir la falla, ésta se propagaría a través de la red y sus efectos se irían extendiendo.

El diseño de un SEP debe contemplar el hecho de que inevitablemente van a producirse fallas de manera aleatoria e inesperada. Por esta razón, los SEP incorporan un sistema de protección que tiene por objetivo minimizar los efectos derivados de los diferentes tipos de fallas que pueden producirse [1].

Los primeros dispositivos automáticos que se emplearon para aislar fallas eléctricas en los sistemas de potencia fueron los fusibles. Más adelante, los dispositivos de protección dependían de acciones mecánicas y detectores muy elementales, en los cuales la velocidad de reacción dependía de un elemento mecánico

como un resorte. Más adelante con la aplicación de las bobinas se eliminaron algunos elementos mecánicos y comenzaron a utilizarse los relevadores. Con el desarrollo de la electrónica fueron evolucionando hasta llegar a los sistemas de protección actuales, cuyas reacciones son mucho más rápidas y eficientes [2]. Sin embargo, presentan problemas mucho más complejos; como el caso de las fallas tipo cross country que son un tipo de falla evolutiva que afecta la operatividad de los relevadores de protección de distancia, donde en ocasiones el tiempo de respuesta del relevador de protección es muy grande. Una propuesta de solución para este tipo de falla en una sola línea de transmisión se desarrolló en el proyecto de investigación titulado "Implementación de algoritmo de protección de distancia en relevadores SIEMENS para fallas Cross Country, conjugando dos técnicas de análisis utilizando Matlab" [3].

1.2 Planteamiento del Problema

En este proyecto se plantea la solución para fallas tipo Cross country en dos líneas en paralelo, estas fallas son de tipo evolutivas ya que inician en una fase y afectan más fases después de un determinado tiempo de haberse presentado (aproximadamente 10 ms), por ejemplo: una falla de línea a tierra que cambie a una falla de doble línea a tierra.

La idea general de este proyecto es complementar dicho algoritmo [3] y su simulación realizada en los programas ATP-EMTP y MATLAB en dos líneas en paralelo para permitir la correcta operación de la red neuronal del tipo probabilístico para la protección de líneas de transmisión en fallas tipo cross country en paralelo, ya que ocurre mal funcionamiento en la simulación del sistema eléctrico donde el principal inconveniente es que ninguna de las dos líneas de transmisión es protegida al colocarse los relevadores basados en inteligencia artificial en paralelo y en algunas ocasiones los dos sistemas de protección de relevadores operan al mismo tiempo haciendo así una interrupción innecesaria al sistema eléctrico.

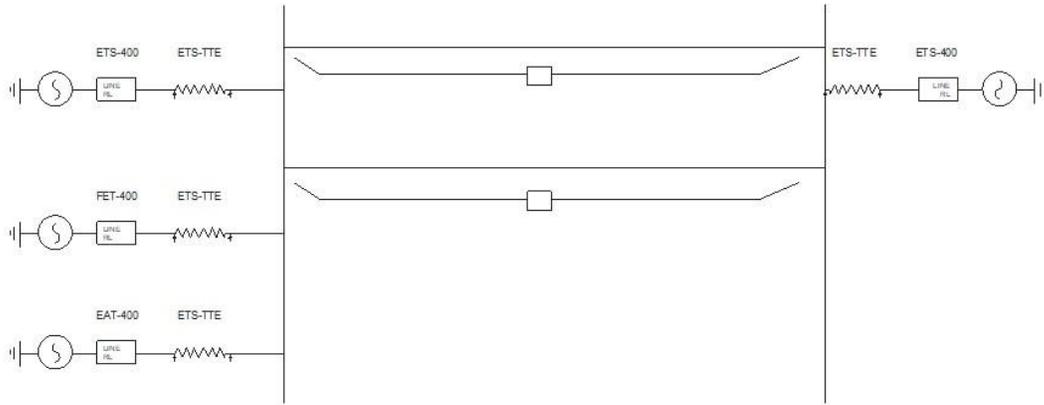


Figura 1.1: Red tres estrellas (TTE)- Teotihuacán (TTH), línea autoportada de 400 kV con doble circuito.

1.3 Justificación

Como se indicó en párrafos anteriores existe mal funcionamiento en la coordinación de protección basada en inteligencia artificial en el sistema eléctrico propuesto, así que se necesitará realizar modificaciones. Por este motivo es necesaria la implementación de algoritmos que sean capaces de realizar una mejor protección ante fallas tipo cross country al utilizar algoritmos en relevadores con inteligencia artificial específicamente en líneas paralelas.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Desarrollar un algoritmo de selección que permita a los relevadores con inteligencia artificial operar eficientemente ante una falla cross country en líneas paralelas idénticas.

1.4.2 Objetivos específicos

- Identificar el mal funcionamiento de dos relevadores con inteligencia artificial para detección de falla cross country en líneas paralelas, se utilizará un arreglo de red real llamada tres estrellas (TTE)- Teotihuacán (TTH).
- Generar el algoritmo de selección de falla en la línea para que opere el relevador donde ocurra el disturbio.
- Aplicar los resultados en ATP-EMTP para el procesamiento con los algoritmos en MATLAB del relevador.
- Analizar respuestas y resultados.

1.5 Hipótesis

Es posible desarrollar un algoritmo de detección en simulación que permita la correcta operación del relevador con inteligencia artificial en una red de dos líneas idénticas paralelas ante una falla cross country en una de ellas.

1.6 Alcances y Limitaciones

En el presente trabajo se realizarán simulaciones en los programas ATP-EMTP y MATLAB para revisar y monitorear el comportamiento de las protecciones basadas en inteligencia artificial durante diferentes fallas de cross country en líneas paralelas (sin aplicación en campo).

El modelo de líneas de transmisión que se empleó es una representación de una línea real llamada Tres Estrellas (TTE) -Teotihuacán (TTH), reciben los nombres de los nodos a los que conecta.

Esta simulación se dirige únicamente a los relevadores de protección de distancia basados en inteligencia artificial para identificación de falla cross country, solo se realizará para dos líneas idénticas paralelas.

Actualmente no es posible implementar relevadores con inteligencia artificial en sistemas eléctricos debido a que se encuentra en etapa de investigación y los relevadores actuales no permiten inteligencia artificial.

Capítulo 2

Marco Teórico

2.1 Sistema Eléctrico de Potencia

El sistema eléctrico de potencia es un conjunto de elementos que tiene como fin el generar, transformar, transmitir, distribuir y consumir la energía eléctrica de tal forma que se logre la mayor calidad al menor costo posible. Está compuesto por plantas generadoras que producen la energía eléctrica consumida por las cargas, una red de transmisión y de distribución para transportar esa energía de las plantas a los puntos de consumo, así como el equipo adicional necesario para lograr que el suministro de energía se realice con las características de continuidad de servicio, regulación de tensión y control de frecuencia [4].

2.1.1 Líneas de Transmisión

Las líneas de transmisión constituyen el transporte de energía eléctrica a los puntos de consumo. La transmisión de potencia eléctrica puede ser por corriente alterna o corriente directa, por su diseño pueden clasificarse en:

Líneas aéreas.

Cables subterráneos.

Líneas con aislamiento de gas comprimido.

En nuestro país las redes de transmisión de energía eléctrica tienden a una normalización de 5 niveles de voltaje que son:

12.6 kV Baja Tensión.

34.5 kV Baja Tensión.

115 kV Alta Tensión

230 kV Alta Tensión.

400 kV Extra Alta Tensión.

Estas líneas de transmisión se encuentran protegidas por distintos dispositivos entre los que destacan los relevadores que son dispositivos que responden a algunas o a varias características del sistema eléctrico como son voltaje, corriente, frecuencia, factor de potencia, etc., los cuales se alteran al ocurrir una falla en el sistema. Mientras no varían las características del sistema los relevadores se mantienen inactivos y al ocurrir una falla, el relevador detecta y selecciona la característica para lo cual debe actuar enviando una señal de apertura al interruptor correspondiente para aislar la parte en donde ocurrió la falla. Así, por ejemplo, un relevador de sobrecorriente actúa sobre un contacto del circuito de disparo de un interruptor de línea cuando las condiciones de corriente de esta línea pasa a ciertos límites. En términos generales, un relevador eléctrico es un dispositivo que, colocado en un circuito eléctrico, produce cambios en otros circuitos o en el circuito propio [5].

Un aspecto importante analizado es el de la regulación de la tensión. Generalmente, las tensiones en una línea de transmisión son altas durante los periodos de baja carga y bajas durante los periodos de alta carga. La regulación de la tensión se refiere al cambio de la tensión en la línea a medida que la carga en ésta varía desde sin carga hasta plena carga.

La transferencia de potencia real y reactiva sobre una línea de transmisión, en una red integrada, se rige por la impedancia de la línea, las magnitudes de la tensión y la diferencia angular del voltaje en los extremos de la línea, y el papel de la línea es comportarse de tal manera que mantenga la estabilidad de la red en presencia de contingencias dinámicas. En general, los límites de transferencia de potencia en una línea de transmisión son determinados por tres niveles:

Nivel térmico: el límite físico inherente, según lo determinan las ampacidades de la línea de transmisión.

Nivel de flujo de potencia no controlado: el límite impuesto por el flujo natural de potencia, determinado por las leyes de la física de la transferencia de potencia con dinámica estable no asegurada.

Nivel de estabilidad: el límite impuesto por los requisitos para tener una transferencia segura de potencia, dinámicamente estable.

En la práctica, las tensiones en las líneas de transmisión decrecen cuando están muy cargadas y disminuyen cuando están cargadas ligeramente. Cuando las tensiones en las líneas se mantienen dentro de un $\pm 5\%$ de la nominal, lo que corresponde a una regulación de la tensión de alrededor de 10%, no se encuentran problemas de operación poco comunes. Para las líneas de tensión más bajas, incluyendo la caída de tensión en los transformadores, también se considera una buena práctica de operación una regulación de tensión de 10%.

Además de la regulación de la tensión, la capacidad de carga de la línea es un aspecto importante. Los tres límites de carga principales de la línea son:

- 1) el límite térmico
- 2) el límite de caída de la tensión
- 3) el límite de estabilidad en estado estacionario.

La temperatura máxima de un conductor determina su límite térmico. La temperatura del conductor afecta la flecha entre torres y la pérdida de resistencia a la tensión del mismo debido al recocido. Si la temperatura es demasiado elevada, puede que se tengan los espacios libres prescritos del conductor al suelo, o bien, que se sobrepase el límite elástico del conductor en tal forma que no pueda contraerse a su longitud original cuando se enfríe. La temperatura del conductor depende de la magnitud de la corriente y de su duración, así como de la temperatura ambiente, la velocidad del viento y las condiciones en la superficie del propio conductor.

La capacidad de carga de las líneas de transmisión cortas (de menos de 80 km de longitud, para líneas aéreas de 60Hz) suele determinarse por el límite térmico del conductor o por las capacidades nominales del equipo en las terminales de la línea, por ejemplo los interruptores.

Para las líneas más largas (hasta de 300 km), la capacidad de carga de la línea a menudo se determina por el límite de caída de la tensión. Aun cuando, en algunos casos, se pueden tolerar caídas de tensión más severas, una práctica segura de operación se considera una línea intensamente cargada con $V_r/V_s \geq 0.95$. Para longitudes de línea de más de 300 km, La estabilidad en estado estacionado se convierte en un factor limitante [6].

Parámetro	A = D	B	C
Unidades	Por unidad	Ω	S
Línea corta (menos de 80 Km)	1	Z	0
Línea mediana; circuito π nominal (80 a 250 Km)	$1 + \frac{YZ}{2}$	Z	$Y \left(1 + \frac{YZ}{4} \right)$
Línea larga; circuito π equivalente (más de 250 km)	$\cosh(\gamma C) = 1 + \frac{Y'Z'}{2}$	$Z_c \sinh(\gamma C) = Z'$	$\left(\frac{1}{Z_c} \right) \sinh(\gamma C) = Y' \left(1 + \frac{Y'Z'}{4} \right)$
Línea sin pérdidas (R = G = 0)	$\cos(\beta C)$	$j Z_c \sin(\beta C)$	$\frac{j \sin(\beta C)}{Z_c}$

Tabla. 2.1 Tabla de parámetros ABCD de las líneas de transmisión [11].

2.1.2 Perfiles de tensión

En la práctica, la terminación de las líneas de potencia no es una carga igual a su impedancia característica. En lugar de ello, las cargas pueden variar desde una fracción pequeña de la carga SIL, dependiendo de la longitud de la línea y la compensación de la misma, durante las condiciones de carga pesada. Si la línea no termina en su carga de impedancia característica, entonces el perfil de la tensión no es plano.

$V_{nominal}$ (kV)	$Z_c = \sqrt{L / C}$ (Ω)	Carga SIL = (MW)
69	366-400	12-13
138	366-405	47-52
230	365-395	134-145
345	280-366	325-425
500	233-294	850-1075
765	254-266	2200-2300

Tabla 2.2 Valores de impedancia característica y de la carga SIL para líneas aéreas típicas a 60 Hz [11].

El transformador de potencia es un importante componente de los sistemas de potencia que permite la transmisión económica de la potencia eléctrica con una alta eficiencia y bajas caídas de tensión en serie. Ya que la potencia eléctrica es proporcional al producto de la tensión y la corriente, se pueden mantener niveles bajos de corriente (y, por tanto, pérdidas I^2R bajas y también bajas caídas de tensión IZ).

Los transformadores de potencia llevan la tensión y la corriente de ca hasta niveles óptimos para la generación, transmisión, distribución y utilización de la potencia eléctrica.

2.2 Protección de Líneas de Transmisión

El relé de distancia tipo reactancia no depende de la componente de resistencia, debido a que está diseñado para medir solamente la componente de reactancia de la impedancia de la línea. Si se trata de una falla de una fase a tierra la impedancia en el punto de falla está constituida por la resistencia del arco en serie con la resistencia de puesta a tierra de la estructura. Para la protección de distancia contra fallas a tierra se prefieren los relés del tipo de reactancia. En el caso de secciones de líneas muy cortas se prefieren los relés de distancia del tipo reactancia, debido a que mayor parte de la línea puede protegerse con alta velocidad. Esto debido a que los relés de distancia prácticamente no se ven afectados por la resistencia del arco, la cual puede ser bastante grande comparada con la impedancia de este tipo de línea. El relé de distancia de tipo mho o admitancia es más adecuado para la protección contra fallas entre fases en líneas largas y especialmente en donde pueden ocurrir oscilaciones de potencia muy severas. Debido a sus características distintivas, el relé mho se ve más afectado por la resistencia del arco que cualquier otro relé de distancia, y por esa misma razón se le emplea en las líneas más largas. El relé de distancia de tipo impedancia es adecuado para proteger contra fallas entre fases en líneas de longitud media. La resistencia del arco afecta al relé de impedancia más que a un relé de reactancia, pero menos que a un relé de admitancia. Por el contrario, el problema de las oscilaciones de potencia afecta menos a un relé de impedancia que a un relé de reactancia pero más que a uno de admitancia. Con el desarrollo de los relés estáticos, han surgido relés de distancia con características en el diagrama $R-X$ que pueden tratarse de una elipse, con su eje mayor en el sentido de la impedancia de la línea, o paralelogramos, con sus lados más largos también en el sentido de la impedancia de la línea. Estas características pretenden lograr en un grado mayor las mismas cualidades que presenta el relé de admitancia. Las características de elipse y de paralelogramo se aplican a las líneas más largas [7].

2.2.1 Protección Relés de Distancia de Tierra

Si se trata de fallas entre fases, sean éstas aisladas o conectadas a tierra, la razón entre las tensiones entre fases y las diferencias de corrientes de fases es igual a la impedancia de secuencia positiva que existe entre el punto de medida de dichas magnitudes y el punto de falla. Los relés de distancia de tierra pueden basarse en la medida de la impedancia de secuencia positiva o de la impedancia de secuencia cero.

2.2.2 Protección con Equipos de Onda Portadora

Cuando las condiciones del sistema eléctrico exigen que las fallas en una línea sean despejadas instantáneamente y con la apertura simultánea de los interruptores de sus extremos, ya no es posible protegerla con los esquemas convencionales de relés de distancia, operando el último interruptor con el tiempo de segunda zona para las fallas localizadas en el 10% al 15% cercano a las barras. En esos casos, se recurre al empleo de esquemas de protección en que los relés de distancia operan en combinación con equipos de onda portadora para lograr una operación rápida y simultánea de los interruptores de ambos extremos de una línea. Existen dos esquemas de protección con relés de distancia que operan en combinación con señales de onda portadora (“carrier”). Uno es el esquema denominado “bloqueo de apertura por comparación direccional” y el otro es conocido como “transferencia de apertura”.

2.2.3 Bloqueo Por Comparación Direccional

En este esquema, en cada uno de los terminales de las líneas existen:

- a) Elementos detectores de fallas (uno para fallas entre fases y otro para fallas a tierra) que no son direccionales y que inmediatamente que detectan la falla envían señales, vía onda portadora, que implican un bloqueo de apertura a su respectivo terminal remoto.
- b) Elementos direccionales (uno para fallas entre fases y otro para fallas a tierra) que al operar interrumpen el envío de la señal de bloqueo y en el caso de no recibirse señales de bloque del terminal remoto, abren el interruptor respectivo. Los detectores de falla, tanto de fase como de tierra, se ajustan de manera que su alcance sea mayor o al menos igual que el de los elementos direccionales del mismo terminal y del terminal remoto. Análisis del funcionamiento de las protecciones del tramo AB para fallas internas y externas a él.

2.3 Protección por Transferencia de Apertura

A diferencia del caso de bloqueo, las señales se transmiten por la línea que tiene una falla. La gran ventaja de este esquema radica en el hecho que aun cuando tenga lugar un desperfecto en el equipo de onda portadora no se produce una falsa operación, sólo se retrasa el despeje de la falla en el tiempo que toma la operación de la segunda zona de los extremos. Existen tres variantes de transferencia de apertura:

- a) simple;
- b) con confirmación local;
- c) con confirmación local y relés con sobre alcance.

2.3.1 Transferencia de apertura simple

En este esquema, las protecciones de distancia tanto de fase como de tierra se ajustan en la manera convencional: la primera zona con un alcance que cubre entre 85% a 90% de la línea protegida. Al tener lugar una falla situada en el 10% a 15% cercano a un extremo, operará la primera zona respectiva. Esta da orden de apertura a su respectivo interruptor y envía a través de un equipo de onda portadora, una señal de transferencia de apertura al interruptor remoto.

Al ser recibida la señal en esa terminal, y sin otro control adicional, producirá la apertura del interruptor. La operación de los interruptores no es totalmente simultánea, debido a que existirá el tiempo de tránsito de la señal más el tiempo involucrado en el receptor remoto. De tener lugar algún desperfecto en el equipo de onda portadora del extremo transmisor o receptor y la señal no sea recibida, el terminal remoto trabajará a través de la segunda zona en la forma usual. Al ocurrir una falla localizada en un punto dentro del alcance de las primeras zonas de ambos extremos, se dará la orden de apertura de los interruptores a través de las primeras zonas, y en algunos milisegundos luego llegarán a ambos terminales las señales de transferencia que también darán orden de apertura a los respectivos interruptores.

2.3.2 Transferencia de apertura con confirmación local

El esquema anterior presenta el inconveniente de que pueden producirse falsas operaciones ocasionadas por ruidos que llegan a los receptores y que son interpretados como señales remotas, debido a que no existe ningún control adicional. Como consecuencia, se aplica un esquema de transferencia que soluciona este problema mediante el agregado de un control local adicional. El esquema de transferencia de apertura con confirmación local es similar al simple; pero se diferencia en que en cada

terminal para la operación del interruptor ya no es suficiente la sola recepción de la señal de transferencia, sino que es necesaria la operación de un detector de falla generalmente direccional, tanto para fallas entre fases como a tierra. Esta operación local confirma que realmente existe una falla en la línea protegida y habilita el circuito de apertura del interruptor respectivo. Como elemento detector de falla se emplea el elemento direccional de segunda o tercera zona (sin incluir el relé auxiliar que introduce el ajuste de tiempo respectivo), lo cual garantiza que el detector cubre totalmente la línea protegida.

2.3.3 Transferencia de apertura con confirmación local y relés con sobrealcance

Este esquema emplea principalmente un elemento direccional, tanto para fallas entre fases como a tierra, con un alcance que cubre más allá del 100% de la línea protegida. Al trabajar este elemento direccional realiza dos funciones: envía señales de transferencia al extremo remoto y habilita localmente el circuito de apertura del interruptor, el que se completa al recibirse señal de transferencia desde el otro terminal. Como elemento direccional se utiliza el elemento de segunda o tercera zona (sin incluir el relé auxiliar que introduce el ajuste de tiempo respectivo). Para una falla en cualquiera ubicación dentro de la línea protegida trabajarán los elementos direccionales de ambos terminales de la línea. Se enviarán señales de transferencia desde ambos extremos. Además, en ambos terminales se habilitará el circuito de apertura del interruptor local. Los interruptores de ambos terminales abrirán simultáneamente al recibirse en cada terminal la señal de transferencia. Como consecuencia, es necesario emplear un relé auxiliar de coordinación de tiempo. Este se energiza por el elemento direccional y al trabajar habilita el circuito de apertura del interruptor local. El empleo de este tiempo de coordinación (del orden de 4 milisegundos) es con el fin de evitar que se puedan producir falsas operaciones por inversión de corriente al despejarse una falla externa [8].

2.4 Función de Protección por relevadores

La filosofía general de aplicar relevadores a los sistemas eléctricos de potencia, consiste en dividir el sistema en zonas de protección, que puedan ser protegidas adecuadamente empleando una mínima parte de las conexiones en el sistema, las zonas de protección pueden ser:

2.1.2 Generadores.

2.1.3 Transformadores.

2.1.4 Barras.

2.1.5 Líneas de transmisión y distribución.

El objetivo de la protección es retirar del servicio el elemento del sistema eléctrico de potencia que falle. En general, lo que se pide al equipo de protección, es que libre de la falla al sistema de ser posible en el tiempo mínimo y aisle del sistema la parte donde se presenta la falla, evitando así, que otros elementos salgan de operación. Admitiendo que pueden ocurrir descuidos o fracasos, se provee alguna forma de respaldo o protección de último recurso para desconectar las zonas adyacentes que rodean la falla.

Los problemas de protección de cada una de estas zonas y de la protección de respaldo, en general, serán presentados en detalle posteriormente. En cada zona la protección se redobla para evitar dejar algunas áreas de protección. Esto se lleva a cabo conectando relés a los transformadores de corriente [9].

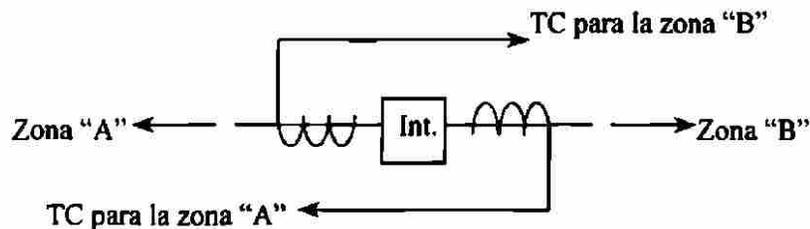


Fig. 2.1 Ejemplo de zona de protección.

La información requerida para la aplicación de los relevadores de protección es, primero una relación exacta del problema de protección.

Las áreas de informaciones asociadas o de apoyo requeridos son:

1. Configuración del sistema.
2. Sistema de protección existente y sus dificultades.
3. Grado de protección requerido.
4. Preferencias existentes, procedimientos operando prácticas.
5. Posibles expansiones futuras.

6. Estudio de fallas.
7. Carga máxima y rangos de los transformadores de corriente.
8. Localización de los transformadores de potencial, sus conexiones y rangos.
9. Impedancia de la línea y transformadores.

Un estudio adecuado de fallas es una necesidad en casi todas las aplicaciones de los relevadores. El estudio de falla debe de incluir fallas trifásicas, de línea a tierra y fallas sucesivas. Estas últimas son de bastante importancia en casos donde un interruptor pueda operar primero que otro. La falla sucesiva es la trifásica o de línea a tierra en el lado de la línea de un interruptor con este interruptor abierto.

Esto da la redistribución de la corriente de falla por medio del interruptor remoto después de que el interruptor cercano ceda. Para la relevación de tierra, el estudio de fallas deberá dar voltajes de secuencia cero y voltajes y corrientes de secuencia negativa. Estas se obtienen fácilmente mientras se hace un estudio y son con frecuencia las más útiles para resolver un problema difícil de relevación.

Las cargas máximas, conexiones del transformador de potencial y de corriente, relaciones de transformación y localización son requeridas. Las cargas máximas deberán ser consistentes con los datos de la falla. Frecuentemente el dato de la falla está basado en condiciones presentes o pasadas del sistema, mientras las cargas están basadas en las máximas existentes y futuras ampliaciones. Obviamente, en algunas aplicaciones no todos los datos son necesarios. La información deberá recopilarse con suficiente detalle y así obtener las mejores aplicaciones.

Los relevadores de protección se conectan al sistema de potencia por medio de transformadores de corriente y potencial y accionan el interruptor al cual están referidos mediante las conexiones de su cableado de control [10].

2.5 TIPOS DE PROTECCIONES

2.5.1 Protección primaria

La protección primaria debe desconectar únicamente el elemento dañado. Al ocurrir una falla dentro de la zona de protección primaria, se deben abrir únicamente los interruptores dentro de la zona.

En caso de que una falla no sea liberada por la protección primaria, actuará la protección llamada de "respaldo", el cual generalmente desconecta una considerable porción del sistema.

2.5.2 Protección de respaldo

En caso de que una falla no sea librada por la protección primaria, actuará la protección de respaldo, la cual generalmente desconecta una mayor parte del sistema. Esto debido, a que existen muchas zonas que se superponen y originan que se dispare más de un interruptor para desconectar el elemento defectuoso.

La protección primaria puede fallar debido a cualquiera de los siguientes puntos:

1. Falla en la alimentación de corriente o voltaje a los relevadores.
2. Falla en el disparo de la alimentación de CD.
3. Falla en el propio relevador.
4. Falla en el circuito de disparo del propio interruptor o en el mecanismo de apertura.

Debido a lo anterior, los esquemas de protección, interruptores, bancos de baterías, etc. deben de proveer una protección de respaldo a todo el equipo de la estación o entre las estaciones. Lo más importante es que aquello que pueda ocasionar una falla en la protección primaria no lo ocasione en el respaldo.

La protección de respaldo puede ser de dos tipos:

1. Respaldo local.
2. Respaldo remoto.

En el respaldo local la falla se aísla en la misma estación o estaciones más cercanas en la cual se presentó el percance o en el equipo asociado a la protección.

Esta protección proporciona las siguientes ventajas:

1. La velocidad de desconexión puede ser rápida.
2. La cantidad de equipo desconectado es menor.

Así también, presenta la siguiente desventaja:

1. Se requiere de equipo adicional, lo que obliga a realizar una inversión mayor.

Al ocurrir un cortocircuito, ambas protecciones, sacarán de operación la zona en la cual haya ocurrido una falla [11].

2.5.3 Relevadores de voltaje

Funcionan para valores predeterminados de voltaje, que pueden ser sobre voltaje, bajo voltaje, o una combinación de ambos, desbalance de voltaje (comparación de dos fuentes de voltaje), voltaje de fase invertido y, exceso de voltaje de secuencia negativa (operación en dos fases de un sistema trifásico). Estos relevadores tienen ajustes de voltaje mínimo y tiempo de operación. La característica de retardo de tiempo es requerida para evitar operaciones indeseables del relevador durante disturbios transitorios de voltaje.

Algunas aplicaciones típicas de este relevador son:

1. Relevadores de sobre y bajo voltaje.
 - a) Control de switcheo de capacitores.
 - b) Protección de sobrevoltaje para generadores de corriente alterna o corriente directa.
 - c) Transferencia automática de fuentes de potencia.
 - d) "Tirar" carga durante bajo voltaje.
 - e) Protección de bajo voltaje de motores.
2. Relevadores de balance de voltaje.
 - a) Bloqueo de la operación de un relevador de corriente controlado con voltaje cuando funde un fusible de transformador de potencial.
3. Relevadores de voltaje de fase invertida.
 - a) Detección de conexiones de fase invertida en circuitos de interconexión, transformadores, motores o generadores.
 - b) Prevención de intento de arranque a un motor con una fase abierta del sistema.
4. Relevadores de voltaje de secuencia negativa.
 - a) Detección de inversión de rotación de fases, desbalance de voltaje y operación en dos fases de la alimentación para protección de maquinaria rotatoria.

2.5.4 Relevadores de Sobrecorriente

Son los más utilizados en los sistemas de potencia para protección contra cortocircuito, y la mayoría de estos relevadores son de tres tipos:

- a) De atracción electromagnética.
- b) De inducción.
- c) De estado sólido.

El relevador de sobrecorriente de tipo solenoide es el más simple utilizando el principio de atracción electromagnética. Los elementos básicos de este relevador son: un solenoide devanado alrededor de un núcleo de hierro y un émbolo o armadura de acero que se mueve dentro del solenoide y soporta los contactos móviles.

La construcción del relevador de sobrecorriente del tipo inducción consiste de un electroimán y una armadura móvil, la cual es usualmente un disco de metal montado sobre una flecha restringida por un resorte en espiral. Los contactos del relevador son operados por la armadura móvil.

La corriente mínima de operación es ajustable en todos los relevadores de sobrecorriente. Cuando la corriente que circula a través de la bobina del relevador excede un valor determinado, el relevador cierra sus contactos e inicia la operación de disparo de los interruptores. Los relevadores generalmente reciben la corriente del secundario de un transformador de corriente.

2.5.5 Relevador Direccional Falla a Tierra

Para este caso, la relación angular de la corriente y del voltaje residual es independiente de la fase en la que se localiza la falla y es regida solamente por la relación R/X de la trayectoria de falla. La bobina de corriente del elemento direccional se conecta para detectar corriente en el circuito residual de los transformadores de corriente y la bobina de voltaje se conecta a la fuente adecuada de voltaje para dar suficiente par de torsión. Así mismo, para una corriente residual (I_r) y un voltaje residual (V_r), el par máximo de torsión será proporcional al producto de la corriente residual con el voltaje residual por el coseno de la diferencia de los ángulos correspondientes al par máximo φ y el ángulo Θ formado entre el voltaje y la corriente aplicados.

$$T = I_r V_r \cos(\varphi - \Theta) \quad (2.1)$$

2.5.6 Relevadores Diferenciales

Los relevadores diferenciales funcionan sobre la base de la comparación continua de dos o más magnitudes (la corriente, el voltaje, la frecuencia, la potencia, o una combinación de la corriente y el ángulo de fase, o la combinación de la corriente y el voltaje). Las condiciones de falla que causen un cambio en esos valores comparados con referencia una de la otra y la corriente "diferencial" resultante pueden ser utilizadas para operar al relevador. Los transformadores de corriente tienen un pequeño error en cuanto a la relación y ángulo de fase entre las corrientes primarias y secundarias, esos errores causarán una corriente diferencial aún y cuando las corrientes primarias están balanceadas. Esta corriente de error puede llegar a ser proporcionalmente mayor durante condiciones de falla, especialmente cuando en la corriente de falla está presente la componente de corriente directa.

Los relevadores diferenciales por supuesto no deben de operar con la corriente máxima de error que puede fluir para una condición de falla externa a la zona protegida. Se ha desarrollado el relevador tipo porcentaje, el cual tiene devanados de restricción para prevenir la incorrecta operación debida a las corrientes de error en condiciones de falla severa externa (through) y al mismo tiempo proporciona detección muy sensible de fallas de baja magnitud dentro de la zona protegida diferencialmente.

2.5.7 Relevadores de Sobrecorriente Direccional

La protección se hace direccional, para simplificar el problema de obtener la selectividad cuando puede fluir la misma magnitud de la corriente de falla en cualquier dirección en la localidad del relevador. Todos los relevadores de sobrecorriente direccionales deberán tener la característica de control direccional, con lo cual la unidad de sobrecorriente no empieza a funcionar hasta que la unidad direccional lo hace para el flujo de la corriente en la dirección en la que deberá de funcionar la primera.

Por lo general, se prefieren relevadores direccionales de sobrecorriente monofásicos para la protección contra fallas entre fases. La razón principal es que la muy adecuada característica de control direccional se obtiene más sencillamente y con mayor seguridad con los monofásicos direccionales que con un polifásico direccional en combinación con monofásicos de sobrecorriente de tierra. Una ventaja menor de los relevadores monofásicos es que estos proporcionan un poco más de flexibilidad en la instalación de los tableros.

La ventaja de un direccional polifásico con respecto a un direccional monofásico es que está menos expuesto que los monofásicos al mal funcionamiento ocasional. Para ciertas condiciones de falla, uno de los tres relevadores monofásicos podrá desarrollar un par en la dirección de disparo, cuando el relevador pueda ser indeseable si la corriente de este relevador fuera lo bastante elevada como para hacer funcionar la unidad de sobrecorriente, daría como resultado un disparo inadecuado.

Bajo ciertas condiciones, los relevadores monofásicos utilizados para la protección de falla de fase podrían originar un disparo innecesario en fallas a tierra en la dirección de no disparo [12].

2.5.8 Relevador de Distancia

Para brindar protección al sistema eléctrico de potencia es necesario contar con un sistema que permita desconectar sólo los elementos fallados del sistema y de esta forma evitar salidas innecesarias de equipos en servicio. Las zonas de protección y retardos de los relevadores nos ayudan a brindarle a la protección la propiedad de selectividad dando una mejor protección al sistema. La protección de distancia cuenta con tres zonas de protección, una instantánea y dos con retardo de tiempo y al momento de operar estos relevadores nos indican la zona en la cual detectaron la falla. La primera zona opera para una falla en la propia línea, la segunda zona puede operar además para una falla en las barras, transformadores y líneas de salida de la subestación adyacente; y para la tercera zona puede involucrar una segunda barra adyacente.

En general un relevador de distancia compara un valor de ajuste, que representa la sección de la línea protegida, contra un valor calculado con el procesamiento digital de señales. Cuando se detecta una falla, el relevador proporciona una señal de disparo a los interruptores que a su vez desconectan la sección fallada.

La decisión del relevador para disparar, se deriva de hacer una proyección de la impedancia medida por el relevador en el plano complejo. Bajo la mayoría de las condiciones de falla, la impedancia calculada incluye un ruido por el arco eléctrico e impedancias de falla, ambos valores pueden quedar dentro de la zona protegida. La característica de disparo se debe seleccionar para proveer protección para todas las posibles condiciones de falla en la línea protegida más las condiciones anormales de operación.

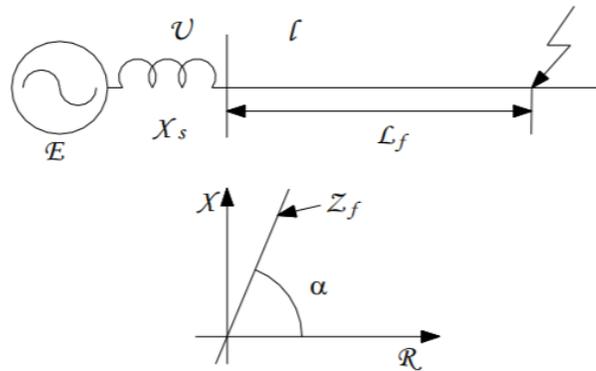


Fig. 2.2 Impedancia medida en la curva de falla.

Existe una gran diversidad de formas de características para los relevadores de distancia en el plano complejo. Incluso en las diferentes zonas de una misma protección de distancia se utilizan con frecuencia distintas características, teniendo en cuenta las diferencias existentes entre los requerimientos impuestos a cada zona.

Los relés de distancia son empleados en los circuitos de transmisión de alta tensión, pues los niveles de corriente de falla son altos, por lo cual si una falla no es despejada rápidamente, puede causar inestabilidad al sistema de potencia así como daños al personal o al equipamiento.

Un relé de distancia calcula impedancia como el cociente entre la tensión y corriente, en su ubicación en el sistema de potencia, para determinar si existe una falla dentro o fuera de su zona de operación. Dado que en las líneas de transmisión la impedancia de la línea es proporcional a su longitud; es apropiado utilizar relés de distancia para medir la impedancia de la misma desde la ubicación del relé hasta un punto determinado (lugar de la falla). De ahí que a los relés de impedancia se los llame relés de distancia.

Su zona de operación es en función sólo de la impedancia medida y su ajuste es fijo, independiente de las magnitudes de las corrientes de falla. En operación normal la impedancia es alta y resistiva. Durante las fallas es baja y reactiva. Este cambio repentino determina la ocurrencia de una falla y si esta se encuentra dentro de su zona de protección [13].

Los relevadores antes mencionados operan al detectar fallas en el SEP, además de detectar fallas, es posible también localizarlas, existen diversas maneras de encontrar la ubicación de fallas, una de ellas es utilizando la información que se obtiene de las líneas de transmisión mediante el método de ondas viajeras, el funcionamiento es el siguiente:

2.6 Principio de Detección de fallas usando ondas viajeras

Actualmente los esquemas de protección de líneas de transmisión utilizan los cambios en las señales de voltaje y corriente a frecuencia fundamental para detectar la presencia de alguna falla en la línea protegida.

Con el propósito de reducir los tiempos de detección de fallas, algunos investigadores han propuesto el uso de las señales transitorias de alta frecuencia generadas en el punto de aparición de la falla, ya que esas señales contienen toda la información y sus características.

La solución de D'Alembert de las ecuaciones de onda de voltaje, $v(x,t)$ y de corriente, $i(x,t)$, en una línea de transmisión monofásica con parámetros distribuidos y sin pérdidas, está expresada como:

$$v(x, t) = F_1(x - ut) + F_2(x + ut) \quad (2.2)$$

$$i(x, t) = [F_1(x - ut) + F_2(x + ut)]/Z_n \quad (2.3)$$

Donde x es la posición a lo largo de la línea, t es el tiempo, u es la velocidad de propagación y Z_0 es la impedancia característica de la línea. Si L y C representan la inductancia serie y la capacitancia paralelo por unidad de longitud respectivamente, entonces:

$$u = 1/\sqrt{L * C} \quad (2.4)$$

$$Z_0 = 1/\sqrt{L/C} \quad (2.5)$$

Las funciones F_1 y F_2 dependen de las condiciones de frontera del caso que se esté analizando. En general, F_1 representa una onda que se desplaza en la dirección positiva de x a una velocidad c (onda directa), mientras que F_2 es una onda que se desplaza en la dirección negativa de x a una velocidad c (onda inversa); la relación entre el voltaje y la corriente en F_1 es Z_0 y en F_2 es $-Z_0$. Esta caracterización corresponde a una corriente positiva, representada como una carga positiva, circulando en la dirección positiva de x . Si el voltaje y la corriente son medidos en una localización x , es posible identificar la onda directa F_1 e inversa F_2 , formando las señales denominadas S_1 y S_2 :

$$S_1 = v(x, t) + Z_0 i(x, t) = 2F_1(x - ut) \quad (2.6)$$

$$S_2 = v(x, t) - Z_0 i(x, t) = 2F_2(x + ut) \quad (2.7)$$

Con este método es posible realizar los cálculos pertinentes para determinar la ubicación aproximada de una falla en el sistema eléctrico. En la actualidad el sistema eléctrico de potencia ha ido mejorando aunque aún cuenta con deficiencias, es por esto que se busca la implementación de inteligencia artificial que permita reducir los tiempos de operación así como reducir posibles mal funcionamientos en la protección del sistema.

2.7 Fallas tipo Cross country

El término falla tipo Cross country se usa para designar dos fallas de línea a tierra que ocurren en dos lugares diferentes en el sistema eléctrico. Una falla Cross country inicia como falla línea a tierra en cualquier lugar del alimentador de distribución. El voltaje en las dos líneas que no cuentan con falla aumentan a un valor cercano al voltaje fase-fase del sistema. El aumento de voltaje en las dos líneas sin falla puede causar falla en un desgastado pararrayos en el mismo o en diferente alimentador. La corriente de falla resultante es usualmente mayor que la corriente de falla que existe en una falla de línea a tierra. La corriente en una falla tipo Cross country es normalmente menor que la corriente de falla asociada a un de corto circuito con cero resistencia de falla en la falla más cercana a la subestación alimentadora.

2.8 Inteligencia artificial en redes eléctricas

En la operación actual de los SEP, en su mayor parte, las de tareas de operación se dejan a formas clásicas de predicción, programaciones independientes, al análisis y a la experiencia de los operadores de los centros de control, sobre quienes aumenta la exigencia a medida que el tamaño y la complejidad de la red que controlan se incrementa.

Estas tareas se han ido complicando y seguirán complicándose en el futuro debido, entre otras causas:

- Al aumento constante en los requerimientos de disponibilidad de la red eléctrica
- Al aumento en las restricciones económicas, que repercute también en la disminución de los márgenes de seguridad.

- Al aumento del tamaño y la complejidad de las redes eléctricas.
- A la introducción de factores como las energías no gestionables, vehículos eléctricos, gestión de la demanda, etc.
- A la liberalización del mercado eléctrico.

Debido a este proceso de cambio en el sistema eléctrico, se hace patente la necesidad de un cambio en el sistema de gestión y control de la red eléctrica. Los futuros sistemas eléctricos necesitarán:

- Descentralización del control.
- Operación de los sistemas más cerca de sus límites.
- Gestión de más variables de control y de estado.
- Prevención de la estabilidad y seguridad del suministro.
- Alto grado de autonomía en la toma decisiones de control.
- A la liberalización del mercado eléctrico.
- Alta velocidad de gestión par.

Es por esto que la posible implementación de inteligencia artificial en la protección del sistema eléctrico de potencia presente mayores ventajas a comparación del sistema actual.

2.9 Red neuronal

2.9.1 Modelo biológico de una neurona

La neurona es la célula fundamental y básica del sistema nervioso especializada en conducir impulsos nerviosos. Las neuronas tienen características propias que le permiten comunicarse entre ellas, lo que las diferencia del resto de las células biológicas. Se estima que el cerebro humano contiene más de cien mil millones de neuronas cada una con un promedio de 7.000 conexiones sinápticas con otras neuronas. En las neuronas se pueden distinguir tres partes fundamentales: Dendritas, soma o cuerpo celular y axón. Las dendritas actúan como un canal de entrada de señales provenientes desde el exterior hacia el soma de la neurona, mientras que el axón actúa como un canal de salida.

El espacio entre dos neuronas vecinas se denomina sinapsis. Su funcionamiento es el siguiente, en el soma de las neuronas transmisoras o presinápticas genera un pulso eléctrico llamado potencial de acción. El pulso eléctrico se propaga a través del axón en dirección a las sinapsis, que es la zona de contacto entre otras neuronas (u otro tipo de células, como las receptoras). La sinapsis recoge información electro-química procedente de las células adyacentes que están conectadas a la neurona en cuestión. Esta información llega al núcleo que se encuentra dentro del soma de la neurona, a través de las dendritas, que la procesa hasta generar una respuesta, la cual es posteriormente propagada por el axón.

La sinapsis está compuesta de un espacio líquido donde existe una cierta concentración de iones. Este espacio tiene determinadas características eléctricas que permiten inhibir o potenciar la señal eléctrica a conveniencia [14].

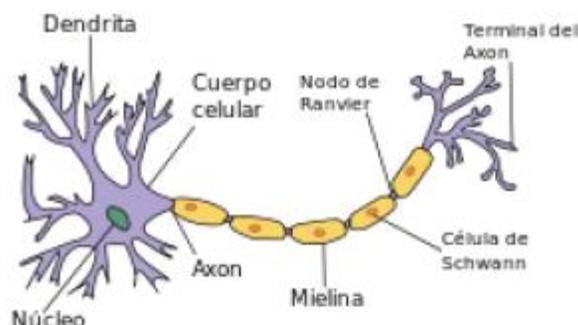


Fig. 2.3 Representación de modelo fisiológico de una neurona.

2.9.2 Modelo de una red neuronal

El primer modelo de red neuronal fue propuesto por McCulloch y Pitts (1943) en términos de un modelo computacional de actividad nerviosa. Este modelo era un modelo binario, donde cada neurona tenía un escalón o umbral prefijado, y sirvió de base para los modelos posteriores.

Las redes neuronales permiten obtener un modelo no explícito que relaciona un conjunto de variables de salida con un conjunto de variables de entrada. Así, estos modelos permiten predecir cuál es el valor de salida, dados unos valores de entrada del modelo. Para estimar el modelo es necesario disponer de un conjunto de observaciones de las variables. Estas observaciones son usadas como patrones de entrenamiento para que la red aprenda y sea capaz de predecir una salida del modelo, ante nuevas observaciones. Por tanto, las capacidades de la red van a depender en gran medida de esta fase de entrenamiento. En la fase de entrenamiento es necesario controlar muchos parámetros y distintos algoritmos de optimización.

El principal objetivo de este modelo neuronal es la construcción de sistemas capaces de presentar un cierto comportamiento inteligente. Esto implica la capacidad de aprender a realizar una determinada tarea. Una red neuronal está compuesta de tres partes: Entrada, núcleo y salidas.

Las entradas reciben los datos o parámetros que le permiten decidir a la neurona si estará activa o no, normalmente se presentan como $x_1, 2, \dots$. Entre la entrada y el núcleo se tienen los pesos ($w_1, 2, \dots$), que representan la memoria de la red. En el núcleo se realizan todas las operaciones necesarias para determinar la salida de la neurona; el proceso que se realiza en el núcleo varía dependiendo de la red neuronal que se esté trabajando. Las salidas devuelven la respuesta de la neurona, es decir se está activa o no, representadas comúnmente como $y_1, 2, \dots$, [15].

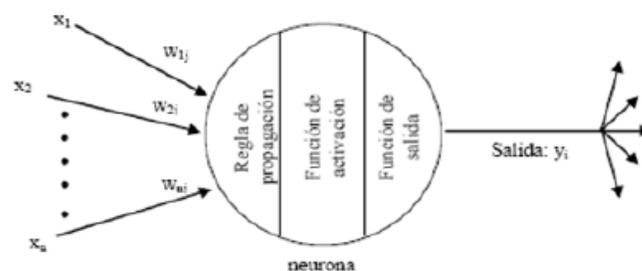


Fig. 2.4 Modelo de una red neuronal artificial.

2.9.3 Red neuronal artificial

Las redes neuronales artificiales son dispositivos o programas informáticos desarrollados a partir de los modelos y estructuras neuronales del cerebro humano. A través de las neuronas o unidades de procesamiento, éstos son capaces de almacenar conocimiento por experiencia y hacerlo disponible para su uso.

Entre las principales tareas y funciones que realizan las RNA se encuentran: la percepción, asociación, reconocimiento y clasificación de patrones, estimación de funciones, entre otras.

Las Redes Neuronales Artificiales (RNA) están inspiradas en la biología, esto significa que están formadas por elementos que se comportan de manera análoga a las neuronas (en las funciones más elementales) y están organizadas de una forma similar a la del cerebro, pero las analogías no son muchas más.

Las características fundamentales de las RNA son:

- **Aprenden de la experiencia:**

Las RNA pueden modificar su comportamiento como respuesta a su entorno. Dado un conjunto de entradas (quizá con las salidas deseadas), las RNA se ajustan para producir respuestas consistentes. Una amplia variedad de algoritmos de entrenamiento se han desarrollado, cada uno con sus propias ventajas e inconvenientes.

- **Generalizan de ejemplos anteriores a los ejemplos nuevos:**

Una vez que la RNA esté entrenada, la respuesta de la red puede ser, hasta un cierto punto, insensible a pequeñas variaciones en las entradas, lo que las hace idóneas para el reconocimiento de patrones.

- **Abstracción de la esencia de las entradas:**

Algunas RNA son capaces de abstraer información de un conjunto de entradas. Por ejemplo, en el caso de reconocimiento de patrones, una red puede ser entrenada en una secuencia de patrones distorsionados de una letra. Una vez que la red sea correctamente entrenada será capaz de producir un resultado correcto ante una entrada distorsionada, lo que significa que ha sido capaz de aprender [16].

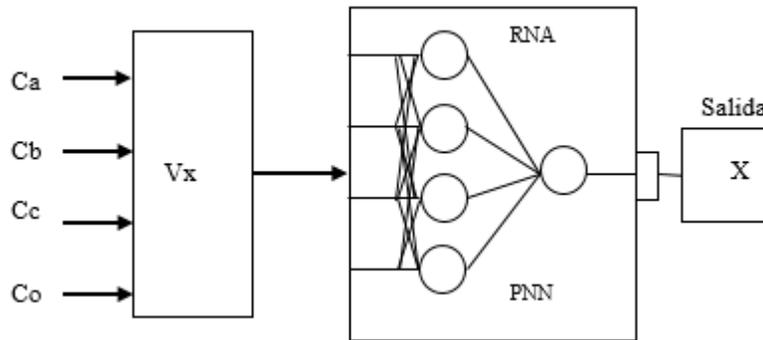


Fig. 2.5 Representación de entrada y salida de una red neuronal.

2.9.4 Ventajas y desventajas de las redes neuronales

Debido a la semejanza en el funcionamiento de las RNA con el cerebro, esta herramienta computacional ofrece las siguientes ventajas:

a.- Aprendizaje. Tienen la capacidad de aprender de los datos que se le presentan, con la cual pueden capturar desde las relaciones más sutiles, hasta las más complejas. Esta capacidad estará definida por la topología de la RNA y el método de aprendizaje utilizado.

b.- No linealidad. Una RNA puede ser lineal o no. Esta es una gran ventaja, que permite a las RNA capturar interacciones complejas entre las variables de entrada de un sistema. La no linealidad es una propiedad extremadamente importante, si los sistemas responsables de la generación de información son inherentemente no lineales.

c.- Pueden generalizar. Son capaces de manejar las imprecisiones e incertidumbres que aparecen al procesar información que conserva poco parecido con la disponible en su entrenamiento.

d.- No son algorítmicas. No se programan haciéndoles seguir una secuencia predefinida de instrucciones. Las RNA generan sus propias "reglas", para asociar la respuesta a su entrada, es decir, aprenden por ejemplos y de sus propios errores.

e.- Adaptabilidad. Tienen la capacidad de ajustarse al cambio en las condiciones de operación. Por lo tanto, una red neuronal entrenada para operar en un ambiente específico puede ser re-entrenable para adaptarse a cambios en las condiciones de operación.

f.- Son estructuras altamente paralelas distribuidas. Sus numerosas operaciones independientes pueden ser ejecutadas simultáneamente. Son ésta y la habilidad de generalización, las dos capacidades de procesamiento de información que hacen posible que la RNA resuelva problemas complejos que normalmente serían intratables.

Estas ventajas son resumen de algunas características del cerebro, tales como: la alta tolerancia a fallas, la flexibilidad, la capacidad de aprender con rapidez y generalizar, la alta velocidad de procesamiento, y el buen manejo de información ruidosa e inconsistente. Ellas han hecho de las RNA una herramienta computacional multidisciplinaria, centrada principalmente en áreas como matemáticas, estadística, física, neurociencias, ciencias de la computación e ingeniería, entre otras. Poseen múltiples aplicaciones en diversos campos, como la modelación, análisis de series de tiempo, reconocimiento de patrones, procesamiento de señales, control, etc. [17].

Una de las desventajas de las redes neuronales se encuentra en que la mayoría de ellas no cuentan con hardware. La capacidad de las redes neuronales radica en su habilidad de procesar información en paralelo (esto es, procesar múltiples pedazos de datos simultáneamente). Desafortunadamente, las máquinas actualmente son serie, sólo ejecutan una instrucción a la vez. Por ello, modelar procesos paralelos en máquinas serie puede ser un proceso que consuma mucho tiempo. Debido a que el tiempo es esencial, a menudo deja las redes neuronales fuera de las soluciones viables a un problema.

Otros problemas con las redes neuronales son la falta de reglas definitorias que ayuden a construir una red para un problema dado, hay muchos factores a tomar en cuenta: el algoritmo de aprendizaje, la arquitectura, el número de neuronas por capa, el número de capas, la representación de los datos y mucho más. De nuevo, con el tiempo siendo tan importante, las compañías no pueden permitirse invertir tiempo de desarrollo para resolver los problemas eficientemente. Esto puede cambiar al avanzar las redes neuronales.

2.9.5 Redes neuronales del tipo probabilístico

La red neuronal del tipo probabilístico es ideal para problemas de clasificación y cae dentro del grupo de técnicas no paramétricas en el argot de inteligencia artificial. Esta red está compuesta por tres capas: La primera corresponde a las entradas, una intermedia, que puede ser de base radial, es una capa de categorización y la última que arroja la salida se basa en un esquema competitivo [14].

En la figura 2.6 se muestra la simulación de la red eléctrica:

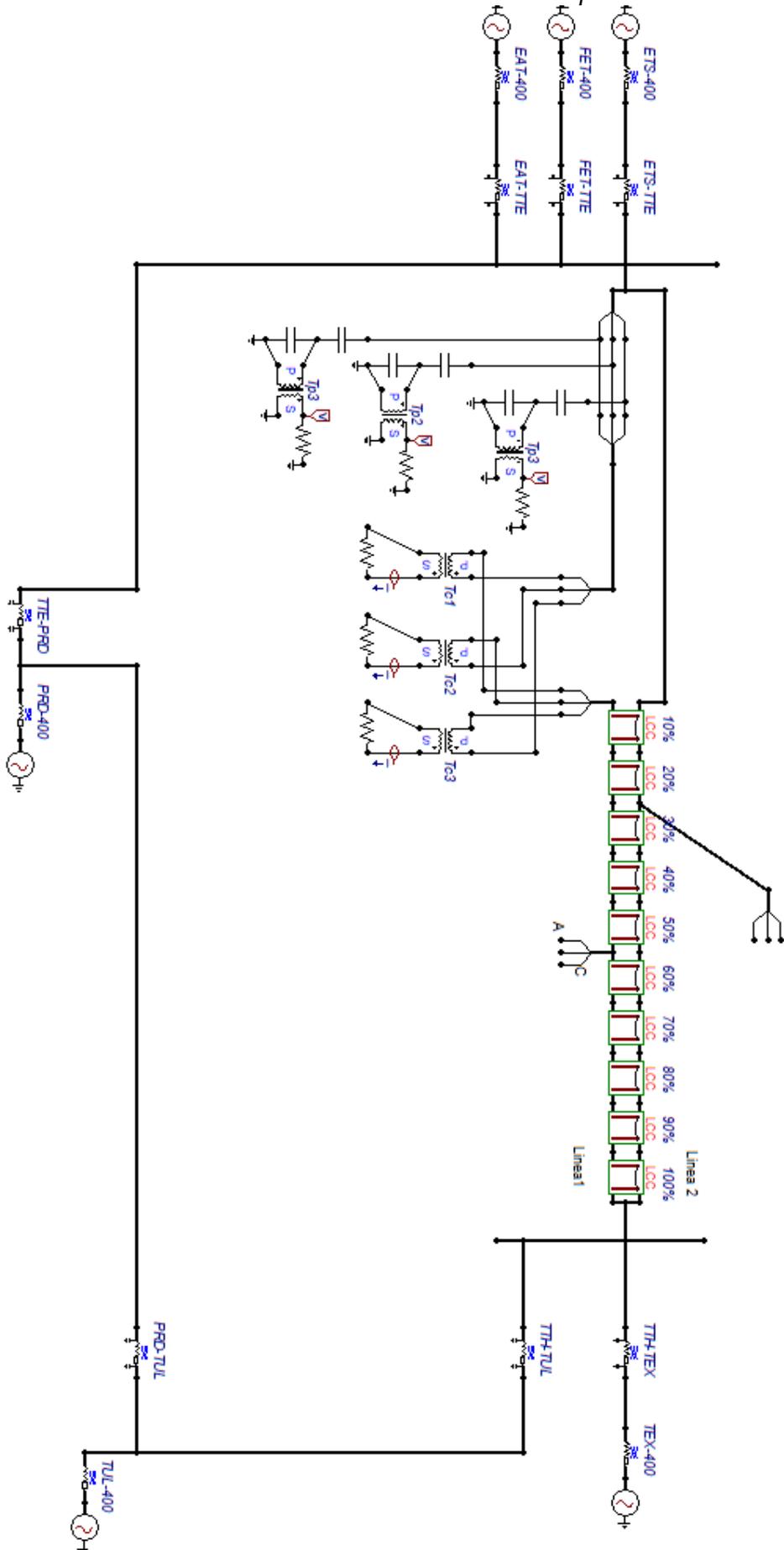


Fig. 2.6 Red completa modelada en ATP.

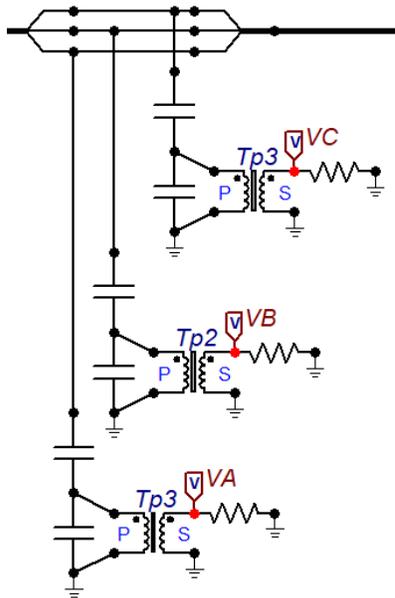


Fig. 2.7 Transformadores de potencial

Representación de transformadores de potencial utilizados en el diagrama de la fig. 2.6. En esta imagen se muestran los transformadores de potencial los cuales son conectados en paralelo en cada una de las fases denominadas Tp1-VA, Tp2-VB, Tp3-VC.

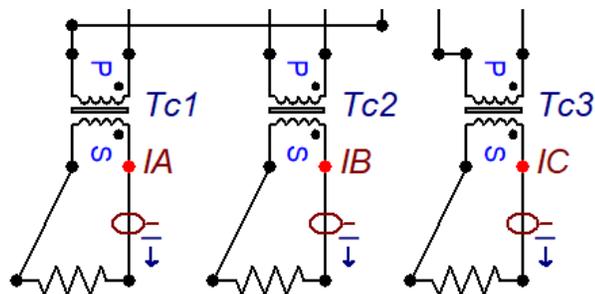


Fig. 2.8 Transformadores de corriente

Representación de transformadores de corriente utilizados en el diagrama de la fig. 2.6. En esta imagen se muestran los transformadores de corriente, los cuales son conectados en serie a las líneas de transmisión en cada una de las fases denominadas Tc1-IA, Tc2-IB, Tc3-IC.

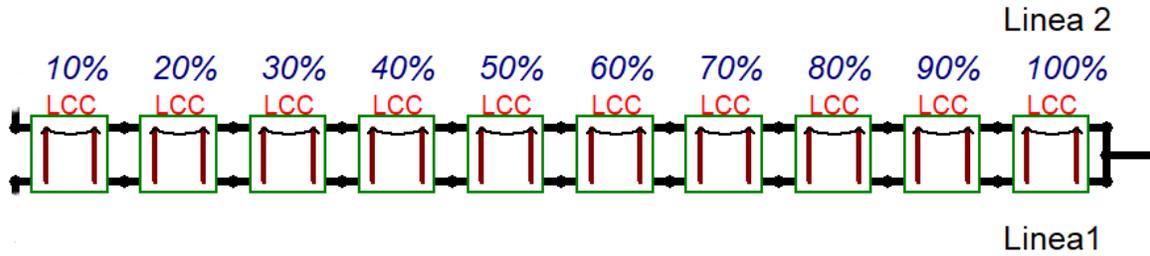


Fig. 2.9 Líneas de transmisión idénticas en paralelo.

Representación de dos líneas idénticas en paralelo denominadas línea 1 y línea 2 en el diagrama mostrado de la fig. 2.6. Se muestra la simulación de las dos líneas idénticas en paralelo, donde se hace énfasis en el nombramiento de cada una de ellas para que sea posible diferenciarlas en el algoritmo.

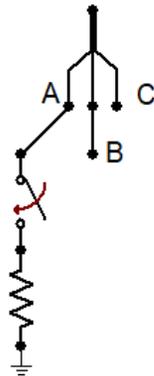


Fig. 2.10 Interruptor de fase A.

Representación de un interruptor simulador de falla utilizado en el diagrama de la fig. 2.6. En esta imagen se muestra la simulación de una falla de línea a tierra en donde el interruptor de la fase A cierra automáticamente a determinado tiempo (milisegundos) ,en este caso en específico se muestra una falla monofásica de línea a tierra con una resistencia variable para cada tipo de falla a simular.

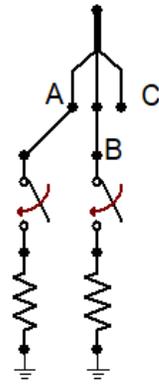


Fig. 2.11 Interruptores de fase A y B.

Representación de dos interruptores simuladores de falla utilizados en el diagrama de la fig. 2.6. En esta imagen se muestra la simulación de una falla de doble línea a tierra en donde los interruptores de las fases A y B cierran automáticamente a determinado tiempo (milisegundos), cuenta con una resistencia variable para cada tipo de falla a simular.

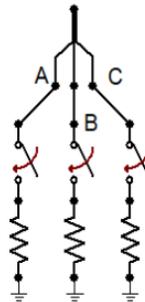


Fig. 2.12 Interruptores de fase A, B y C.

Representación de tres interruptores simuladores de falla utilizados en el diagrama de la fig. 2.6. En esta imagen se muestra la simulación de una falla trifásica a tierra en donde los interruptores de las fases A, B y C cierran automáticamente a determinado tiempo (milisegundos), cuenta con una resistencia variable para cada tipo de falla a simular.

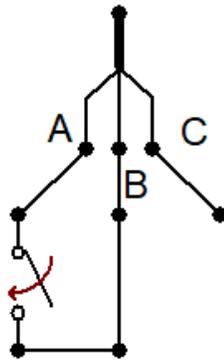


Fig. 2.13 Interruptor para falla bifásica.

Representación de un interruptor simulador de falla utilizado en el diagrama de la fig. 2.6. En esta imagen se muestra la simulación de una falla bifásica de líneas A y B, en donde el interruptor cierra automáticamente a determinado tiempo (milisegundos), cuenta con una resistencia variable para cada tipo de falla a simular.

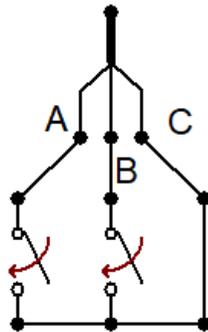


Fig. 2.14 Interruptores para falla bifásica a trifásica

Representación de dos interruptores simuladores de falla utilizados en el diagrama de la fig. 2.6. En esta imagen se muestra la simulación de una falla trifásica de fases A, B y C, en donde los interruptores cierran automáticamente a determinado tiempo (milisegundos), cuenta con una resistencia variable para cada tipo de falla a simular.

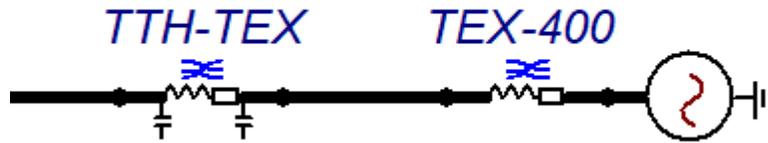


Fig. 2.15 Generador eléctrico TTH-TEX.

Representación de un generador utilizado en la fig. 2.6, donde se señalan las iniciales de las líneas que enlazan (TTH-TEX) y el voltaje de operación (400kV), además se carga en el simulador el generador con las características con las que cuenta dicho generador.



Fig. 2.16 Generador eléctrico EAT-400.

Representación de un generador utilizado en la fig. 2.6, donde se señalan las iniciales de las líneas que enlazan (EAT-TTE) y el voltaje de operación (400kV), además se carga en el simulador el generador con las características con las que cuenta.

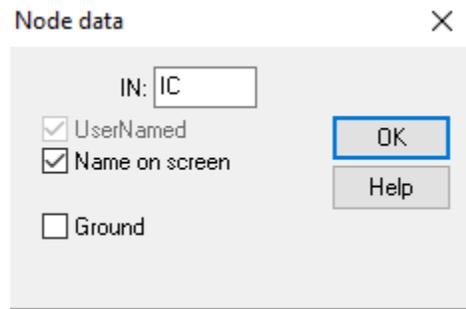


Fig. 2.17 Cuadro de diálogo de amperímetro.
Se muestra cuadro de diálogo donde se le asigna un nombre al dispositivo medidor de corriente “IA, IB e IC”.

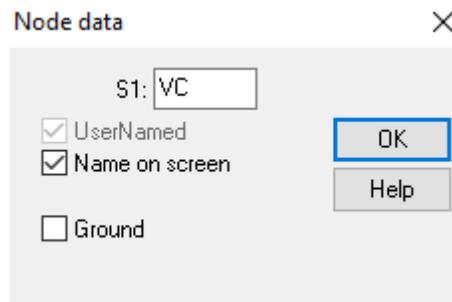


Fig. 2.18 Cuadro de diálogo de voltímetro.
Se muestra cuadro de diálogo donde se le asigna un nombre al dispositivo medidor de voltaje “VA, VB y VC”.

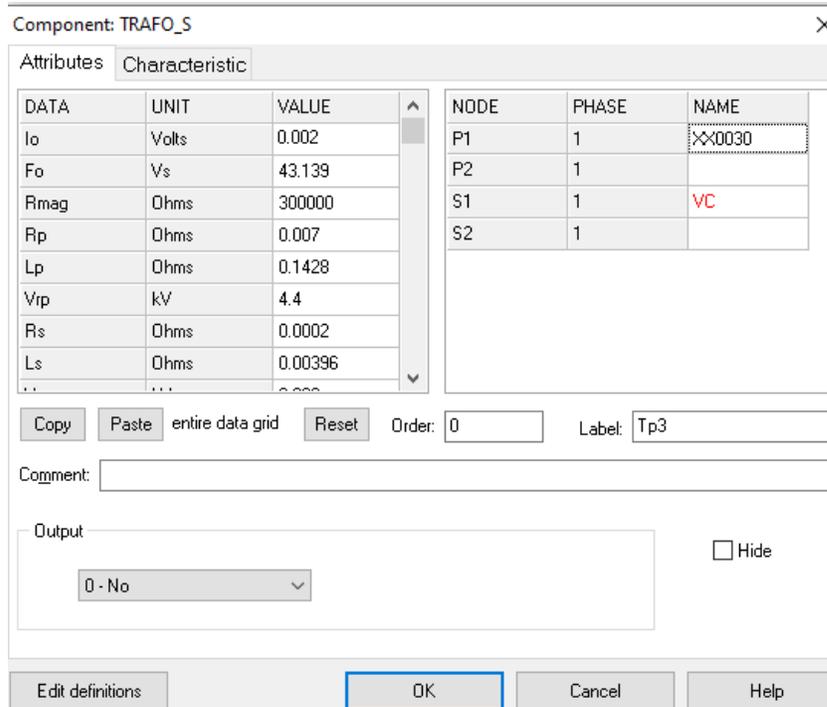


Fig. 2.19 Cuadro de diálogo de Tp's.

Se muestra el cuadro de diálogo donde se aprecian los valores pre asignados obtenidos de los datos de placa de los relevadores de voltaje usados en las líneas de transmisión con las siguientes características.

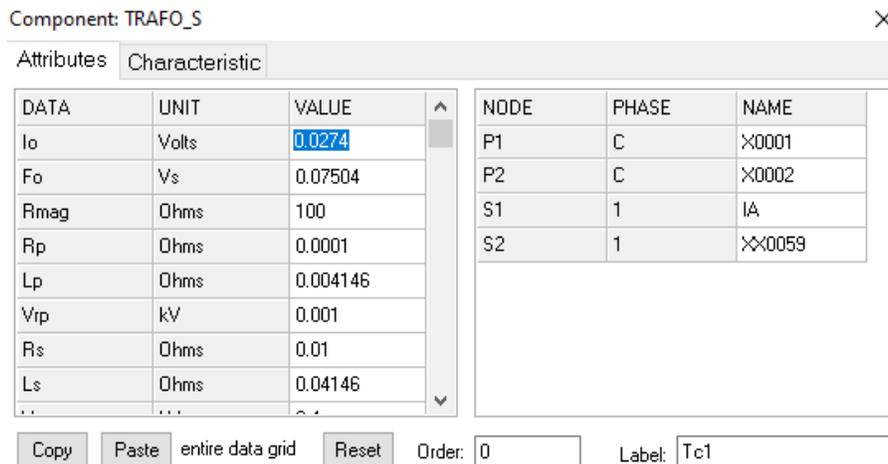


Fig. 2.20 Cuadro de diálogo de Tc's.

Se muestra el cuadro de diálogo donde se aprecian los valores pre asignados obtenidos de los datos de placa de los relevadores de corriente usados en las líneas de transmisión con las siguientes características.

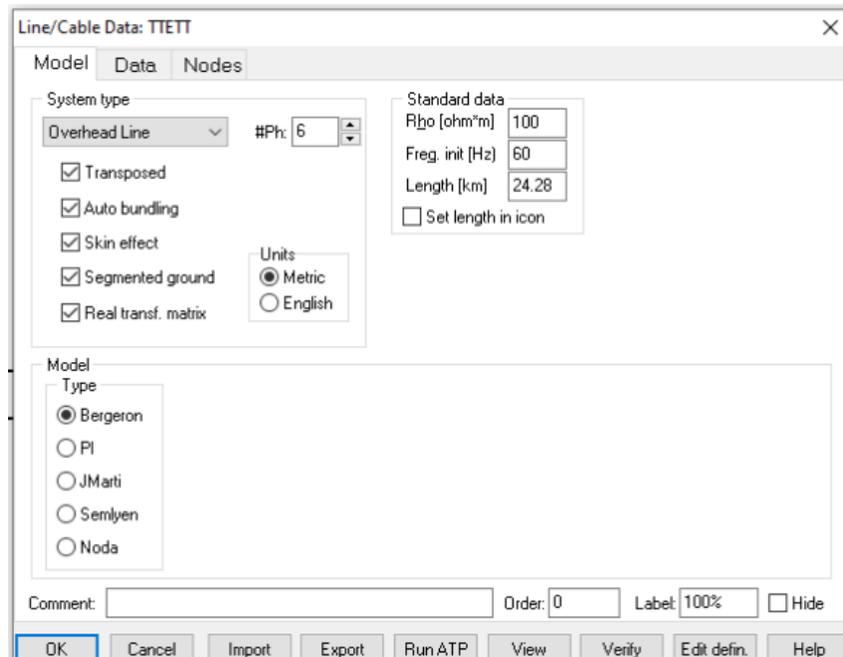


Fig. 2.21 Cuadro de diálogo de líneas de transmisión al 100%.

Se muestra el cuadro de diálogo de las características de líneas de transmisión donde se especifica la longitud de la línea, frecuencia, resistencia, número de fases y el sistema de unidades en que se utiliza, también se pueden seleccionar los efectos en las líneas de transmisión presentes en la simulación. En esta imagen se encuentra asignado al 100% de la línea.

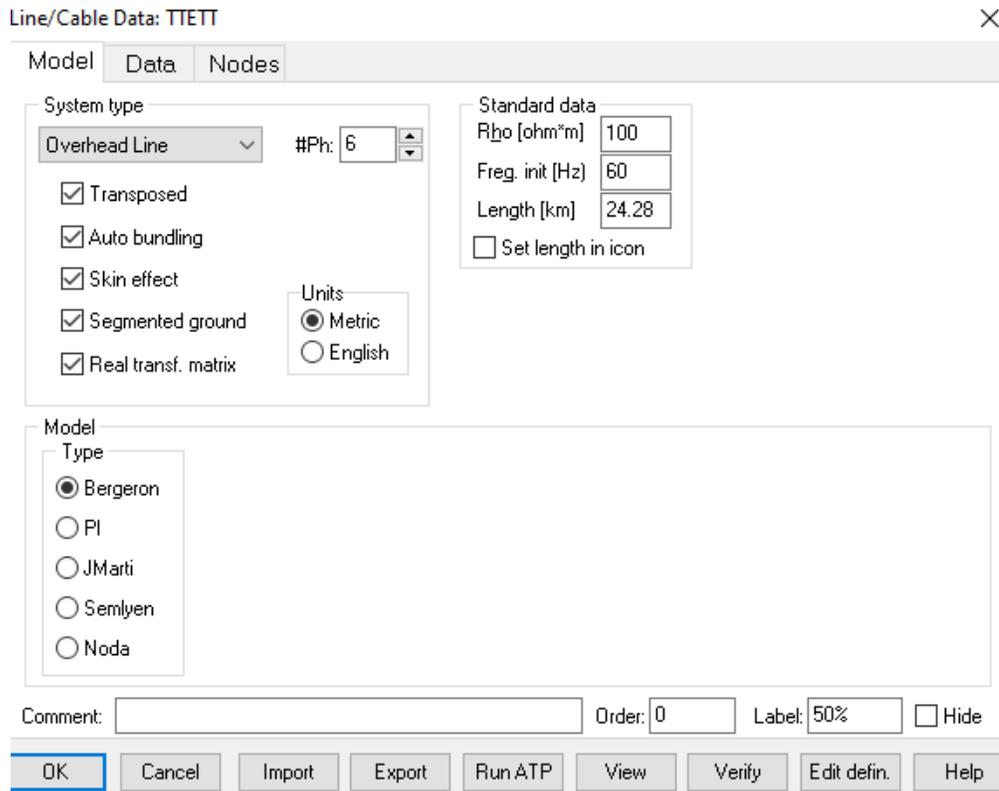


Fig. 2.22 Cuadro de diálogo de las características de líneas de transmisión al 50%. Se muestra el cuadro de diálogo de las características de líneas de transmisión donde se especifica la longitud de la línea, frecuencia, resistencia, número de fases y el sistema de unidades en que se utiliza, también se pueden seleccionar los efectos en las líneas de transmisión presentes en la simulación. En esta imagen se encuentra asignado al 50% de la línea.

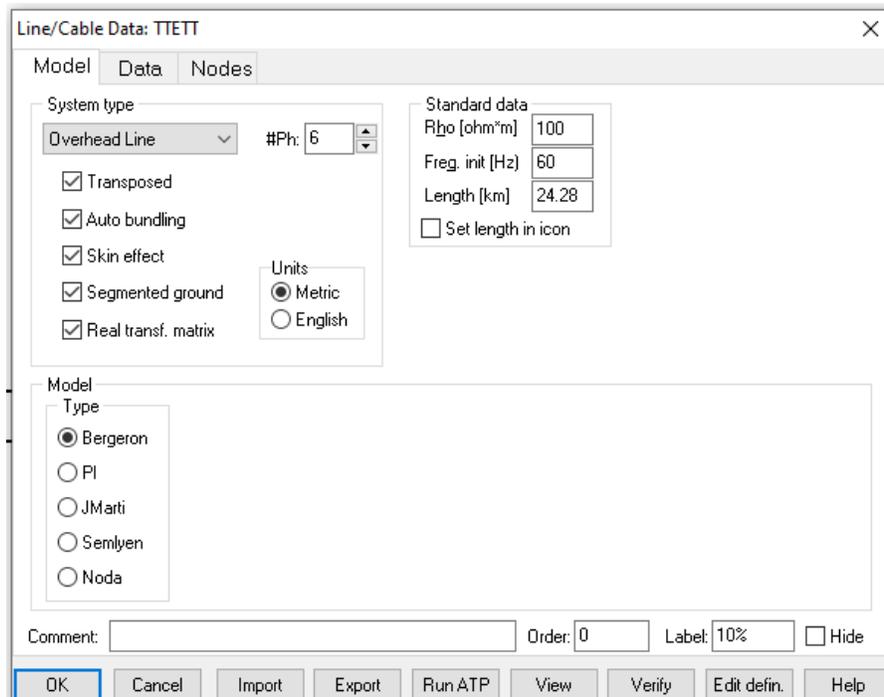


Fig. 2.23 Cuadro de diálogo de las características de líneas de transmisión al 10%. Se muestra el cuadro de diálogo de las características de líneas de transmisión donde se especifica la longitud de la línea, frecuencia, resistencia, número de fases y el sistema de unidades en que se utiliza, también se pueden seleccionar los efectos en las líneas de transmisión presentes en la simulación. En esta imagen se encuentra asignado al 10% de la línea.

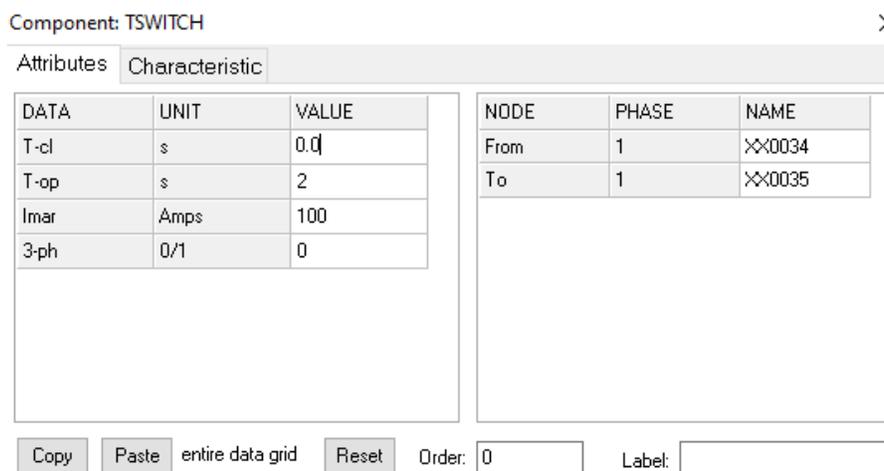


Fig. 2.24 Cuadro de diálogo de interruptor. Se muestra el cuadro de diálogo del interruptor (switch) con las características de apertura y cierre con la posibilidad de variar el tiempo en segundos de operación con retardo, también se permite modificar la capacidad máxima de corriente.

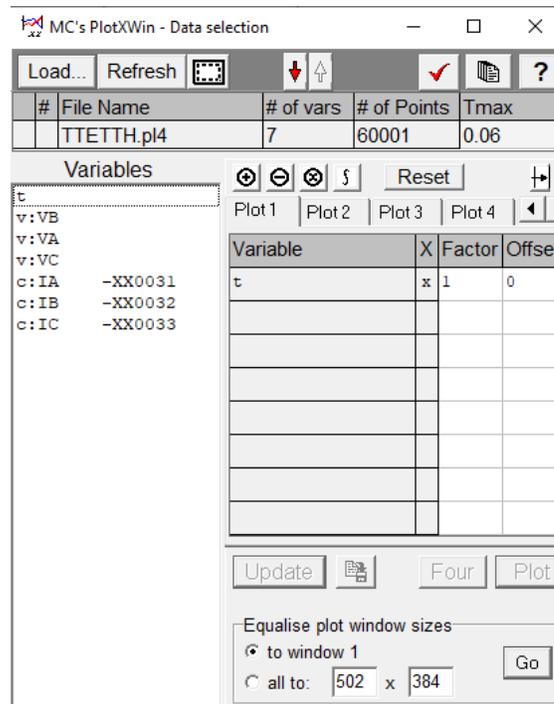


Fig. 2.25 Cuadro de diálogo de graficador las variables.

Se muestra el recuadro para graficar las variables en el programa ATP. Después de indicar las variables disponibles que se encuentran en la parte izquierda, se pueden seleccionar las que se desean graficar y pasarán al recuadro derecho para su representación en el eje de X y Y.

Después de seleccionar las variables de lado izquierdo se procede a graficar (plot) ” , con el botón “save variables” se obtiene la opción guardar los valores graficados para su análisis posterior.



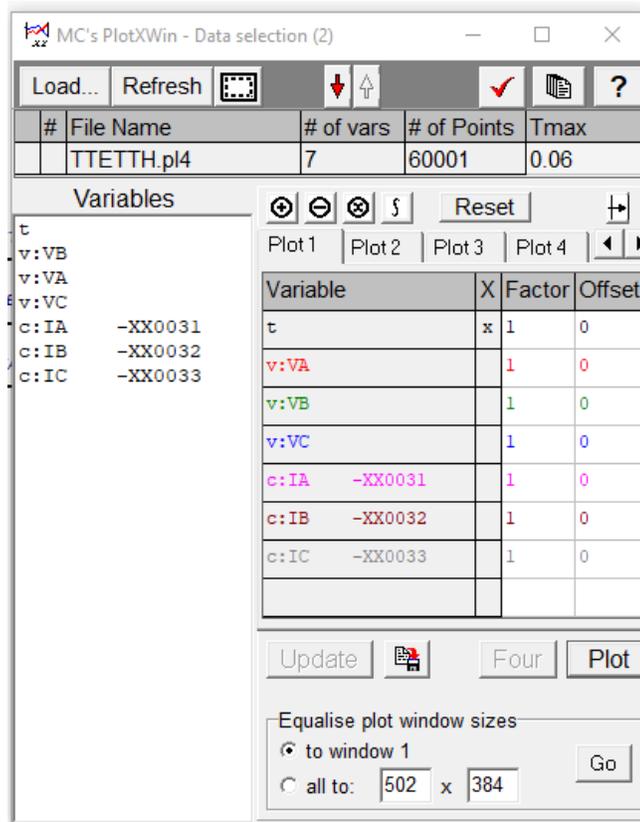


Fig. 2.26 Cuadro de diálogo de graficador las variables en plot.

Se muestra el recuadro para graficar las variables en el programa ATP. En este ejemplo se aprecian las variables de voltaje disponibles VA, VB, VC así como las de corriente IA, IB, IC. La imagen indica que se graficarán todos los voltajes disponibles con las corrientes correspondientes.

Al presionar “plot” se abrirá la gráfica en un recuadro nuevo en el cual se mostrarán las variables seleccionadas en el eje horizontal y vertical.



Capítulo 3

Introducción a los fenómenos transitorios

Los sistemas de potencia en la actualidad son los sistemas más complicados de ingeniería en cuanto a diseño, planificación, construcción y operación; juegan un papel importante, ya que deben suministrar electricidad de una forma confiable, segura y constante hacia el usuario final.

La electricidad es un tipo de energía que no puede ser almacenada como es el caso de otros tipos de energía que pueden colocarse en grandes contenedores, en forma líquida o en forma de gas permitiendo ser utilizadas en cualquier momento. Por eso la electricidad es producida justamente en el instante que es consumida, es decir la demanda es simultánea con la producción de la cantidad necesaria de electricidad. Esto hace que la operación de estos sistemas sea restringida a la satisfacción de la demanda en un intervalo de tiempo determinado, tratando siempre de mantener el voltaje y la frecuencia estables, para conservar a los equipos funcionando correctamente.

Durante la operación normal de los sistemas de potencia, existe conexión y desconexión de carga, debiendo tomar acciones de control mediante los diferentes sistemas diseñados para este propósito. La confiabilidad y despacho económico del sistema es analizado mediante continuos flujos de potencia en un intervalo de tiempo. Para análisis de estabilidad dinámica después de un disturbio hasta la estabilización, la precisión del análisis está en el orden de segundos. Operaciones de cierre y apertura de circuitos por maniobras, apertura de circuitos por fallas permanentes, por fallas temporarias, por descargas atmosféricas en líneas u operaciones de conexión y desconexión de carga mediante interruptores son analizados en intervalos de tiempo que van desde microsegundos hasta los milisegundos, entonces se habla de transitorios electromagnéticos. El tiempo de duración de los transitorios es corto, pero tiene gran importancia debido a que los componentes del sistema están sometidos a altos valores pico de voltaje y de corriente, que sin la protección correcta pueden llegar a tener daños considerables [18].

El análisis de transitorios electromagnéticos contribuye a mejorar la confiabilidad del sistema de transmisión, permitiendo una correcta y oportuna operación en caso de energización de sus elementos sin llegar a niveles de voltajes y corrientes nocivos para estos elementos. Éste análisis en la actualidad se lo puede hacer mediante programas computacionales que permiten realizar simulaciones de maniobras de energización de elementos que conforman un sistema de potencia, para un

posterior análisis e interpretación de los resultados. Interpretando los resultados se llega a tomar decisiones sobre la mejor manera de energizar a los elementos de transmisión para evitar daños y futuras reparaciones de los elementos, decisiones que los operadores del sistema eléctrico toman en consideración, al momento de realizar las maniobras de energización en tiempo real.

Los transitorios electromagnéticos deben ser tomados en cuenta para su estudio, con la misma importancia del análisis en estado estacionario. Pese a que el estado transitorio se produce en muy cortos períodos de tiempo, en comparación con el estado estable, su incidencia sobre los equipos es mucho mayor debido a los altos valores de voltaje y corriente a los cuales están sometidos, provocando grandes esfuerzos que en casos extremos pueden causar daños irreparables a los componentes del sistema eléctrico. Dependiendo el equipo involucrado puede afectar a plantas de generación, subestaciones, líneas de transmisión, e incluso dejar sin servicio eléctrico a toda una gran población.

Por estas razones es necesario tener una idea clara de los eventos que ocurren durante los períodos transitorios para poder hacer correctivos en el manejo de los sistemas de potencia tanto en estado estable como en el transitorio. En la operación de un interruptor, la corriente y voltaje se desfasan debido al efecto capacitivo e inductivo de los diferentes elementos asociados al interruptor, que provocan fenómenos transitorios llamados transitorios por maniobras a frecuencia industrial. Estos transitorios electromagnéticos pueden ser originados por tres maneras: sobrevoltajes causados por descargas atmosféricas, sobrevoltajes temporales y sobrevoltajes por maniobras, los cuales provocan una variación en la operación del sistema afectando el estado de propagación de la onda viajera [19].

3.1 PRINCIPIOS BÁSICOS PARA LA MODELACIÓN

La medición del comportamiento transitorio de elementos de transmisión es muchas veces complicada, costosa y ocasionalmente es riesgoso para el equipo. No obstante, se necesita conocer cómo los componentes reaccionan en operaciones de maniobras, en fallas y descargas atmosféricas, para preservar un sistema eléctrico confiable y seguro. También si los elementos fallan estando en servicio, se necesita tener una forma de mejorar los diseños y eliminar futuras fallas. La modelación, simulación y análisis es una solución para estos problemas.

El sistema de potencia abarca un gran número de componentes. Un modelo para dicho sistema puede ser construido con la unión de modelos de grandes elementos que se lo hace mediante barras o cables, método que ocasiona una variación entre escalas de tiempo de los transitorios en los diferentes elementos. Es suficiente

representar los componentes con las inductancias o reactancias en función de la frecuencia, algunas veces también se representa los elementos mediante la resistencia. Igualmente la capacitancia de los elementos tiene un papel importante en la respuesta transitoria. Esto hace que el modelo para estado transitorio sea más complicado y para determinar la respuesta transitoria se requiere que la modelación sea evaluada de una forma sencilla mediante análisis computacional que se analizará posteriormente.

El análisis también requiere el conocimiento pleno de los valores de resistencia, inductancia y capacitancia de los elementos involucrados en el estudio. La reactancia inductiva de algunos componentes están indicados en el dato de placa, o la puede proporcionar el fabricante del elemento, no sucede lo mismo con la capacitancia cuyos valores son complicados de obtener, porque no están dados por el fabricante y deben ser medidos en el campo. El grado de detalle del modelo depende del uso que se le dará, también dependerá de la ubicación del elemento en el sistema con respecto al punto donde se produce el evento transitorio. Si un interruptor está abriéndose o cerrándose, si una falla ocurre, el impacto será mayor en los componentes cercanos al interruptor o a la falla [20].

Capítulo 4

Falla cross country en línea de 400 kV

En el modelado del sistema anterior es donde se realizaron las pruebas de simulación de fallas, el cual fue hecho en el programa denominado ATP, en la sección donde se ubican las líneas de transmisión en paralelo idénticas (Tres estrellas-Teotihuacán).

Se colocaron en estas líneas de transmisión las terminales trifásicas llamadas splitters, en ellas se colocaron los dispositivos de medición para poder analizar el voltaje y la corriente para posteriormente guardar estos valores obtenidos y cargarlos en el programa Matlab. Se realizaron las simulaciones de los diferentes tipos de falla y se corrieron los resultados en el programa de Matlab y se comprobó en diversas simulaciones variando la ubicación de la falla tanto en línea 1 como en línea 2, además se varió la ubicación de la falla utilizando las tres zonas de ubicación de cada línea.

También se verificó la capacidad de identificar cuando no existe falla, esto debido a que compara los valores que ya se tenían cuando el sistema se encontraba en valores nominales de operación, obteniendo así valores de corriente y voltaje muy similares a cuando no existía variaciones en el sistema del modelado arrojando así un aviso donde se menciona que no existe falla.

A continuación se integraron las gráficas con las simulaciones realizadas donde se pueden apreciar los voltajes y corrientes de cada tipo de falla, donde se aprecia claramente cuando se induce la falla en las líneas debido a que el sistema entra en forma inestable y estos valores de la simulación se distorsionarán dependiendo de la falla que se esté analizando.

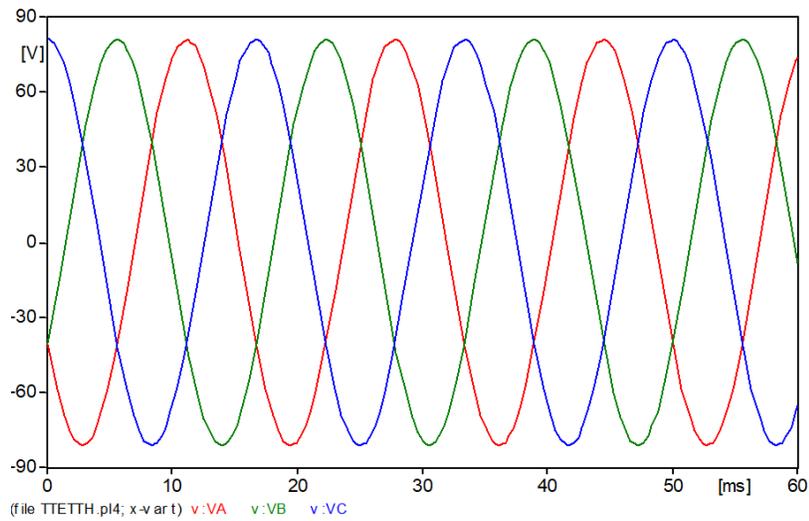


Fig. 4.1 Voltaje sin falla.

Se muestra la gráfica donde se representa el resultado de la simulación del voltaje con respecto a tiempo en condiciones nominales de operación de la red modelada en ATP.

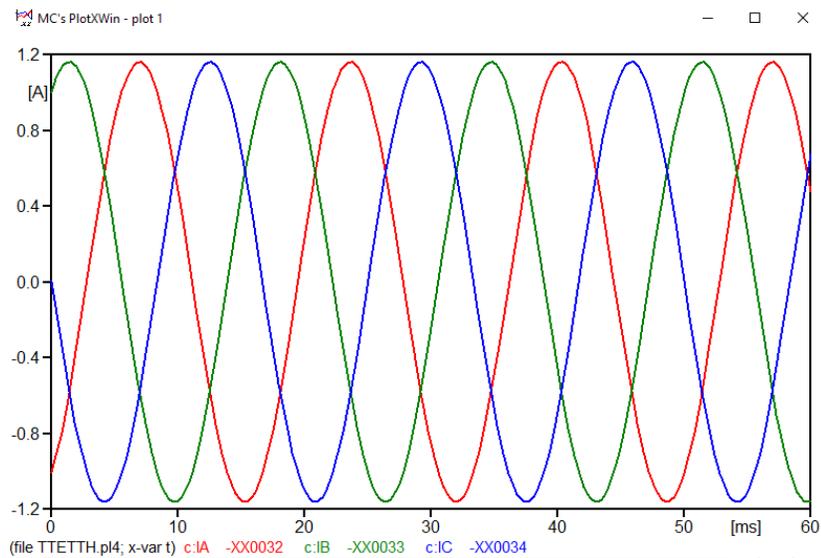


Fig. 4.2 Corriente sin falla.

Se muestra la gráfica donde se representa el resultado de la simulación de la corriente con respecto a tiempo en condiciones nominales de operación de la red modelada en ATP.

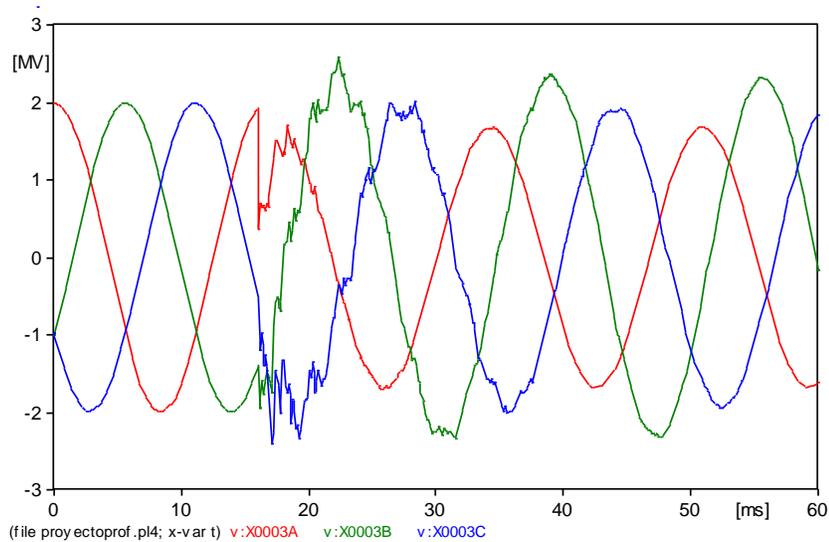


Fig. 4.3 Voltaje de falla línea a tierra.

Se muestra la gráfica donde se representa el resultado de la simulación del voltaje con respecto a tiempo en condiciones de falla de línea contra tierra de la red modelada en ATP. Se aprecia la deformación de onda al cerrar el interruptor entre los 15 y 20 ms al simular la falla.

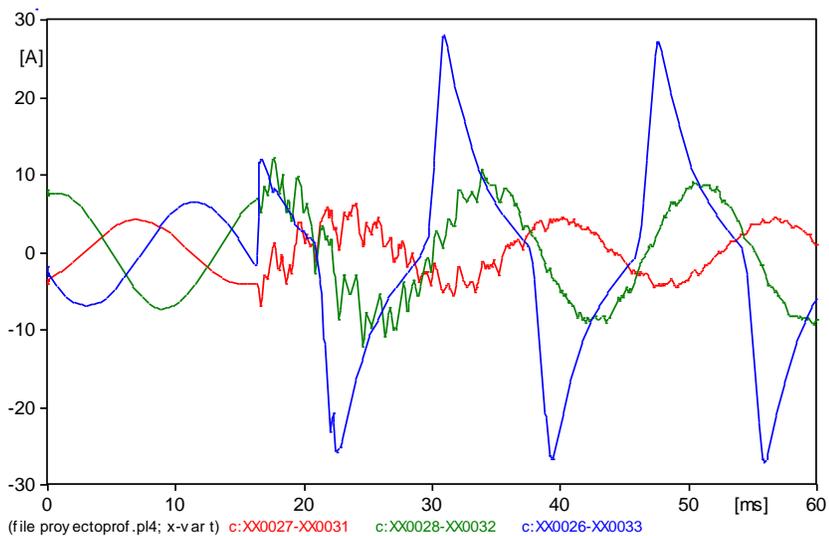


Fig. 4.4 Corriente de falla de línea a tierra.

Se muestra la gráfica donde se representa el resultado de la simulación de la corriente con respecto a tiempo en condiciones de falla de línea contra tierra de la red modelada en ATP. Se aprecian las perturbaciones de onda al cerrar el interruptor entre los 15 y 20 ms al simular la falla.

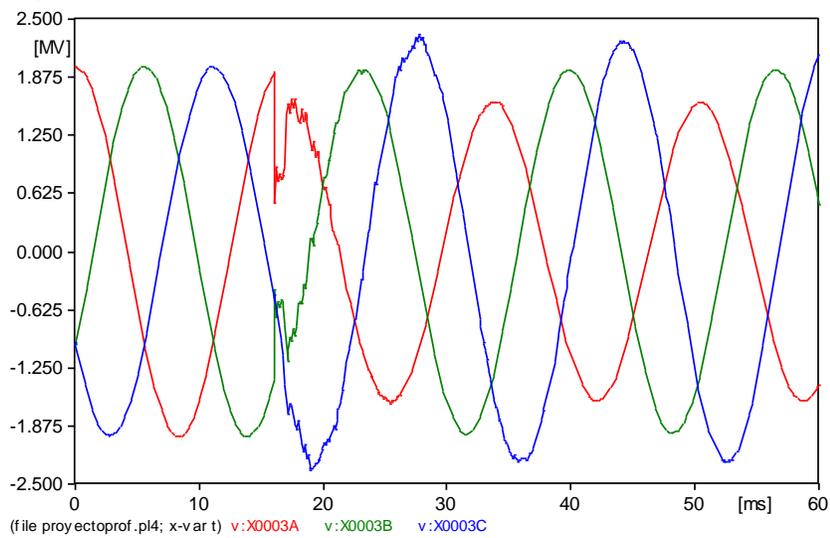


Fig. 4.5 Falla línea a línea (voltaje).

Se muestra la gráfica donde se representa el resultado de la simulación del voltaje con respecto a tiempo en condiciones de falla de línea a línea de la red modelada en ATP. Se aprecia la deformación de ondas al cerrar el interruptor entre los 15 y 20 ms al simular la falla.

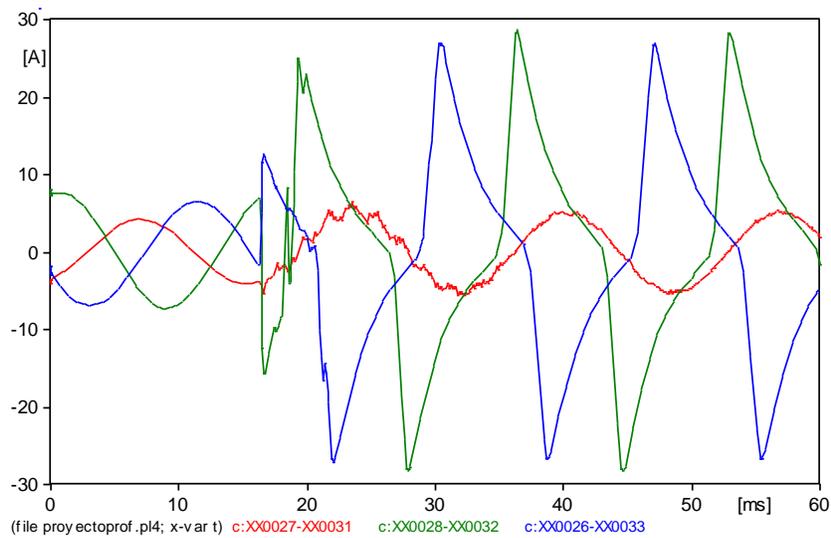


Fig. 4.6 Falla línea a línea (corriente).

Se muestra la gráfica donde se representa el resultado de la simulación de corriente con respecto a tiempo en condiciones de falla de línea a línea de la red modelada en ATP. Se aprecia la deformación de ondas al cerrar el interruptor entre los 15 y 20 ms al simular la falla.

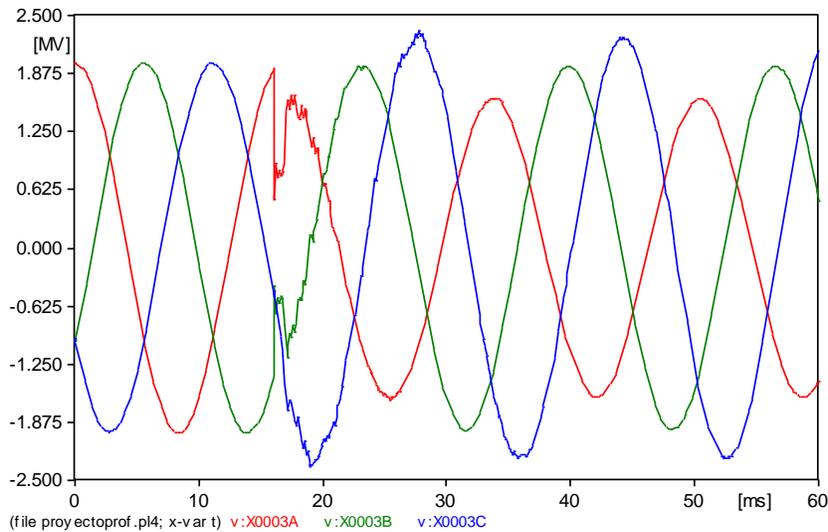


Fig. 4.7 Falla línea a línea a tierra (voltaje).

Se muestra la gráfica donde se representa el resultado de la simulación de voltaje con respecto a tiempo en condiciones de falla de doble línea a tierra de la red modelada en ATP. Se aprecia la deformación de ondas al cerrar el interruptor entre los 15 y 20 ms al simular la falla.

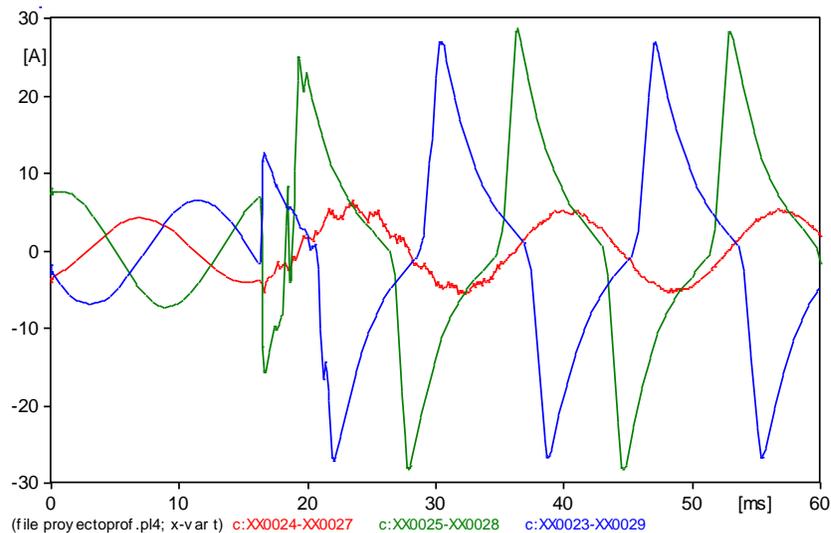


Fig. 4.8 Falla línea a línea a tierra (corriente).

Se muestra la gráfica donde se representa el resultado de la simulación de corriente con respecto a tiempo en condiciones de falla de doble línea a tierra de la red modelada en ATP. Se aprecia la deformación de ondas al cerrar el interruptor entre los 15 y 20 ms al simular la falla.

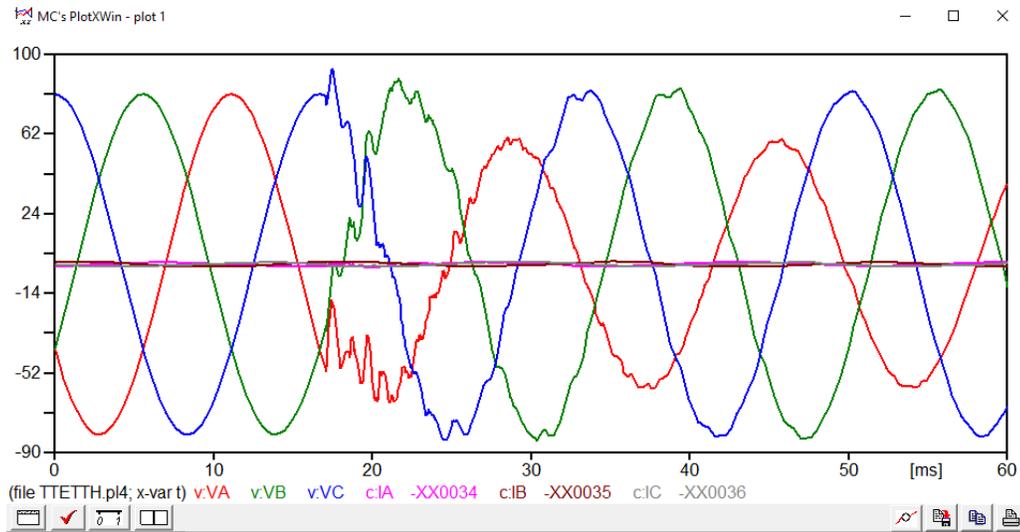


Fig. 4.9 Falla línea a tierra (voltaje contra corriente).

Se muestra la gráfica donde se representa el resultado de la simulación de voltaje con respecto a corriente en condiciones de falla tipo línea a tierra en el 10% de la línea de transmisión número 2 con una resistencia de 20 ohms de la red modelada en ATP. Se aprecia la deformación de ondas al cerrar el interruptor entre los 15 y 20 ms y posteriormente el cierre del segundo interruptor al simular la falla.

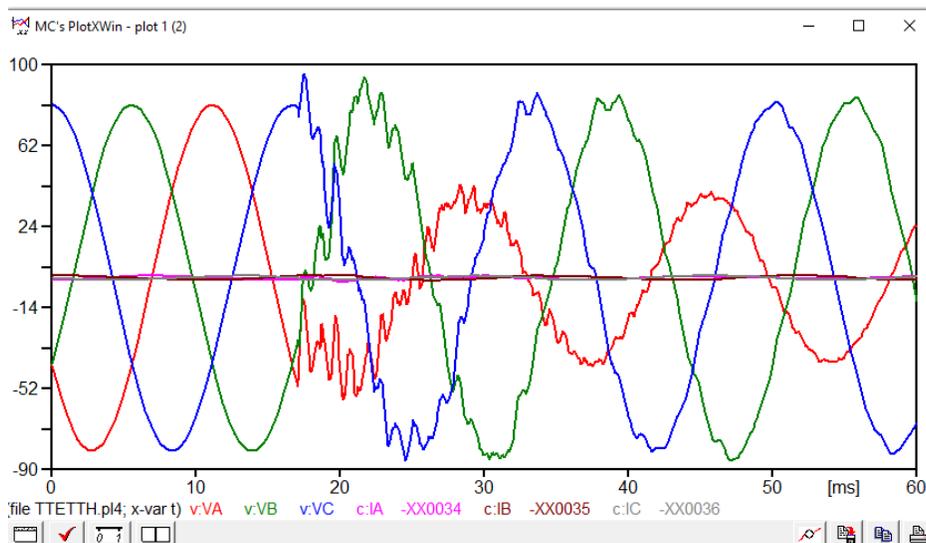


Fig. 4.10 Falla línea a tierra (voltaje contra corriente).

Se muestra la gráfica donde se representa el resultado de la simulación de voltaje con respecto a corriente en condiciones de falla tipo línea a tierra en el 10% de la línea de transmisión número 2 con una resistencia de 50 ohms de la red modelada en ATP. Se aprecia la deformación de ondas al cerrar el interruptor entre los 15 y 20 ms y posteriormente el cierre del segundo interruptor al simular la falla.

Capítulo 4 Falla cross country en línea de 400 kV

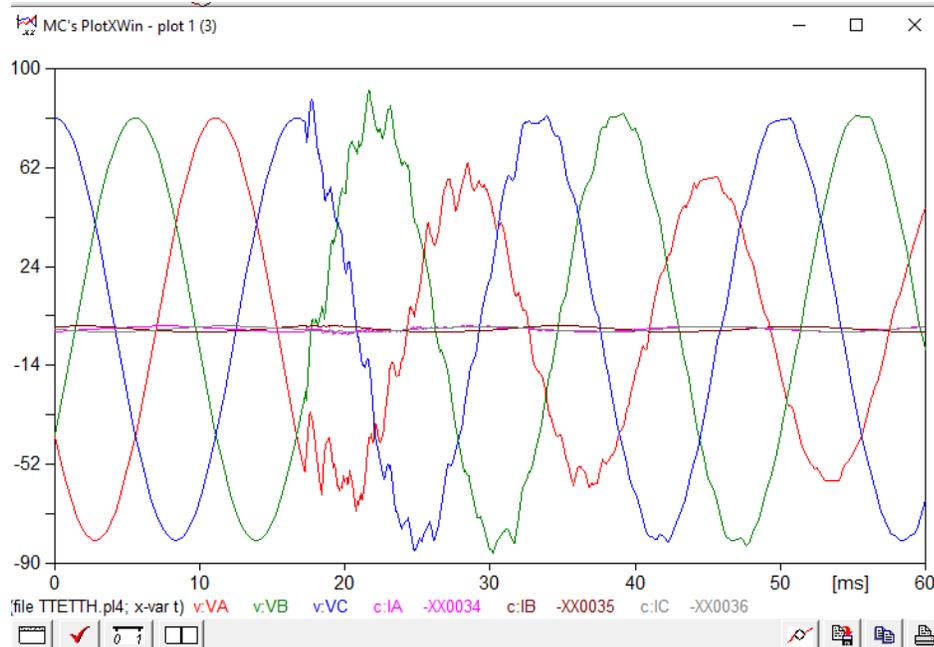


Fig. 4.11 Falla línea a tierra (voltaje contra corriente).

Se muestra la gráfica donde se representa el resultado de la simulación de voltaje con respecto a corriente en condiciones de falla tipo línea a tierra en el 30% de la línea de transmisión número 2 con una resistencia de 50 ohms de la red modelada en ATP. Se aprecia la deformación de ondas al cerrar el interruptor entre los 15 y 20 ms y posteriormente el cierre del segundo interruptor al simular la falla.

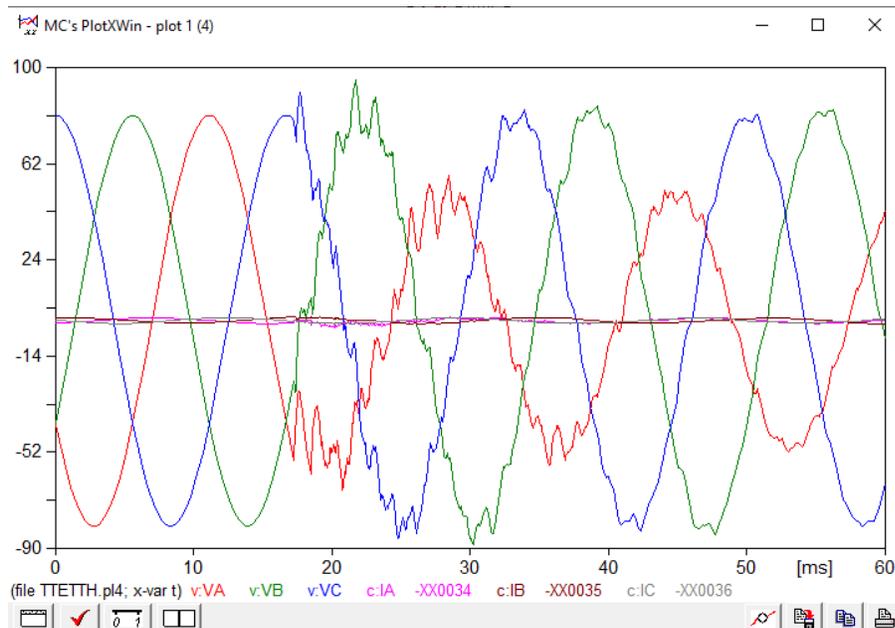


Fig. 4.12 Falla línea a tierra en 30%.

Se muestra la gráfica donde se representa el resultado de la simulación de voltaje con respecto a corriente en condiciones de falla tipo línea a tierra en el 30% de la línea de transmisión número 2 con una resistencia de 20 ohms de la red modelada en ATP. Se aprecia la deformación de ondas al cerrar el interruptor entre los 15 y 20 ms y posteriormente el cierre del segundo interruptor al simular la falla.

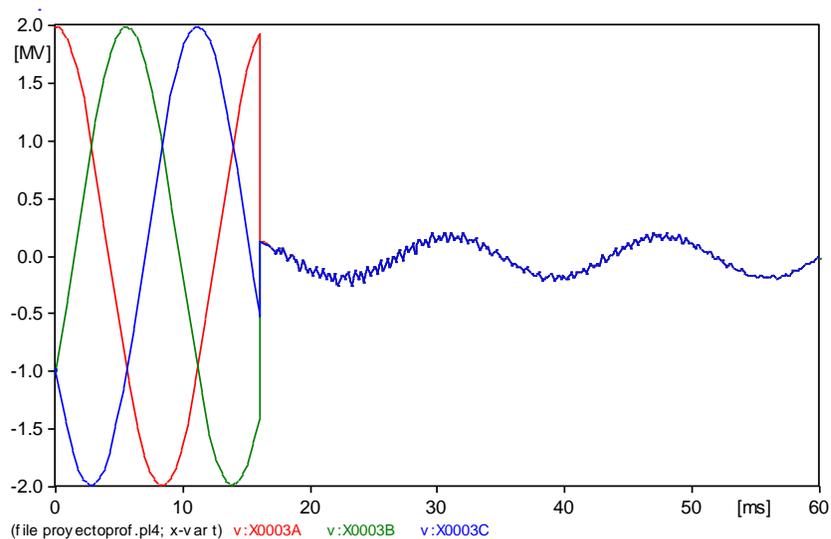


Fig. 4.13 Falla trifásica (voltaje y corriente).

Se muestra la gráfica donde se representa el resultado de la simulación de corriente y voltaje con respecto a tiempo en condiciones de falla trifásica de la red modelada en ATP. Se aprecia la deformación de ondas al cerrar el interruptor entre los 15 y 20 ms al simular la falla.

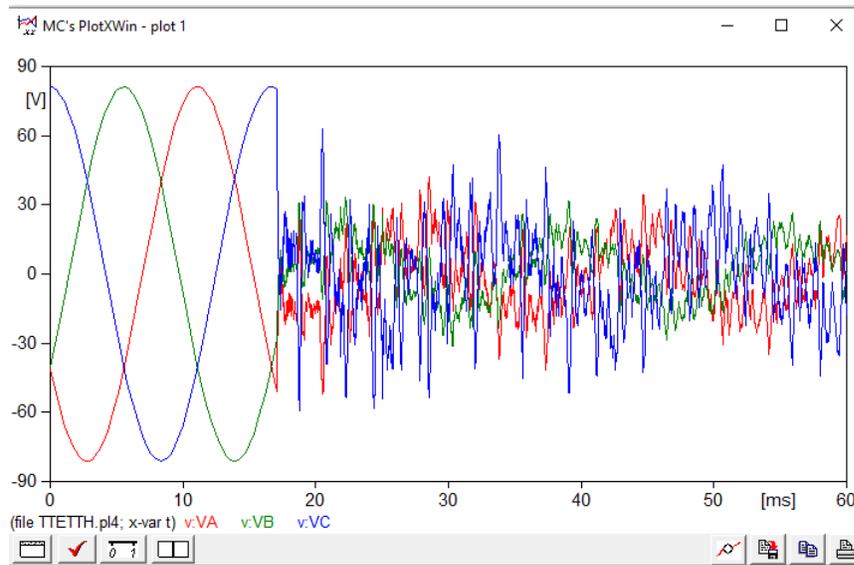


Fig. 4.14 Falla trifásica (voltaje) al 10%.

Se muestra la gráfica donde se representa el resultado de la simulación del voltaje con respecto a tiempo en condiciones de falla trifásica al 10% de la línea de la red modelada en ATP. Se aprecia la deformación de ondas al cerrar el interruptor entre los 15 y 20 ms al simular la falla.

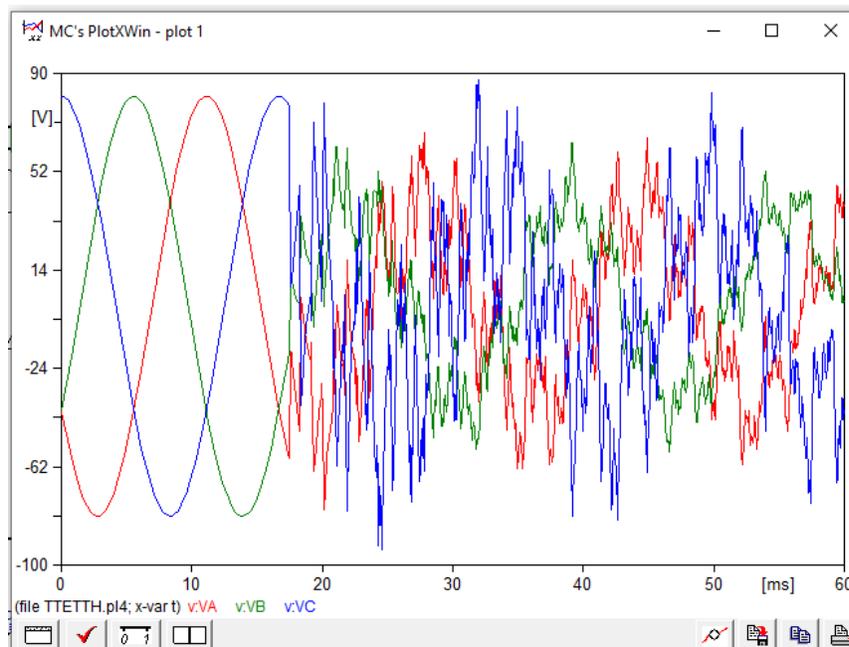


Fig. 4.15 Falla trifásica (voltaje) al 50%.

Se muestra la gráfica donde se representa el resultado de la simulación del voltaje con respecto a tiempo en condiciones de falla trifásica al 50% de la línea de la red modelada en ATP. Se aprecia la deformación de ondas al cerrar el interruptor entre los 15 y 20 ms al simular la falla.

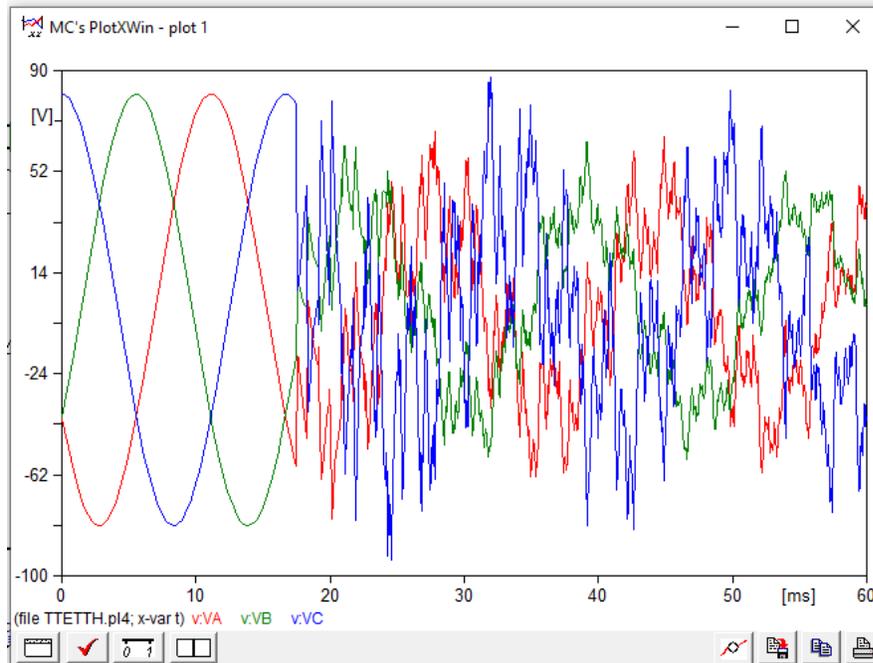


Fig. 4.16 Falla trifásica (voltaje) al 90%.

Se muestra la gráfica donde se representa el resultado de la simulación del voltaje con respecto a tiempo en condiciones de falla trifásica al 90% de la línea de la red modelada en ATP. Se aprecia la deformación de ondas al cerrar el interruptor entre los 15 y 20 ms al simular la falla. Es notable el incremento de los valores de voltaje durante este tipo de falla.

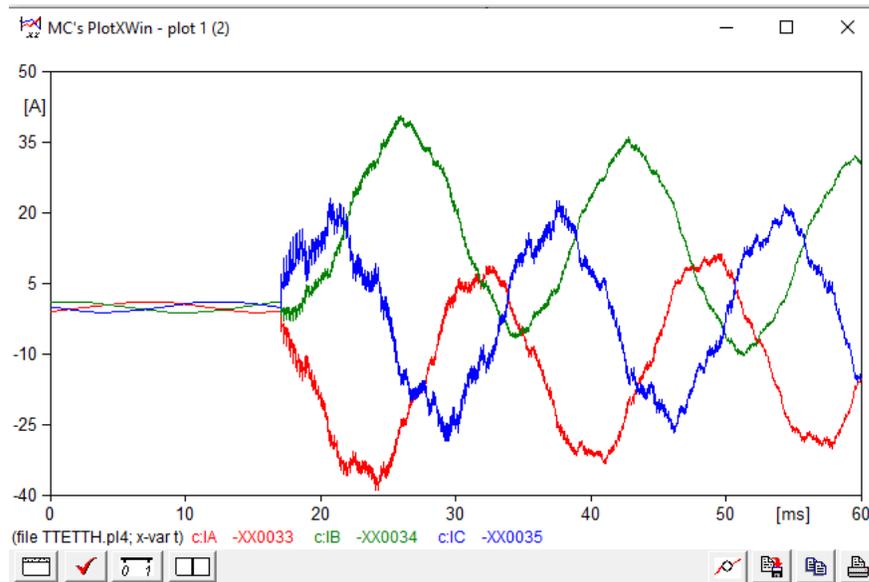


Fig. 4.17 Falla trifásica (corriente) al 10%.

Se muestra la gráfica donde se representa el resultado de la simulación de la corriente con respecto a tiempo en condiciones de falla trifásica al 10% de la línea de la red modelada en ATP. Se aprecia la deformación de ondas al cerrar el interruptor entre los 15 y 20 ms al simular la falla.

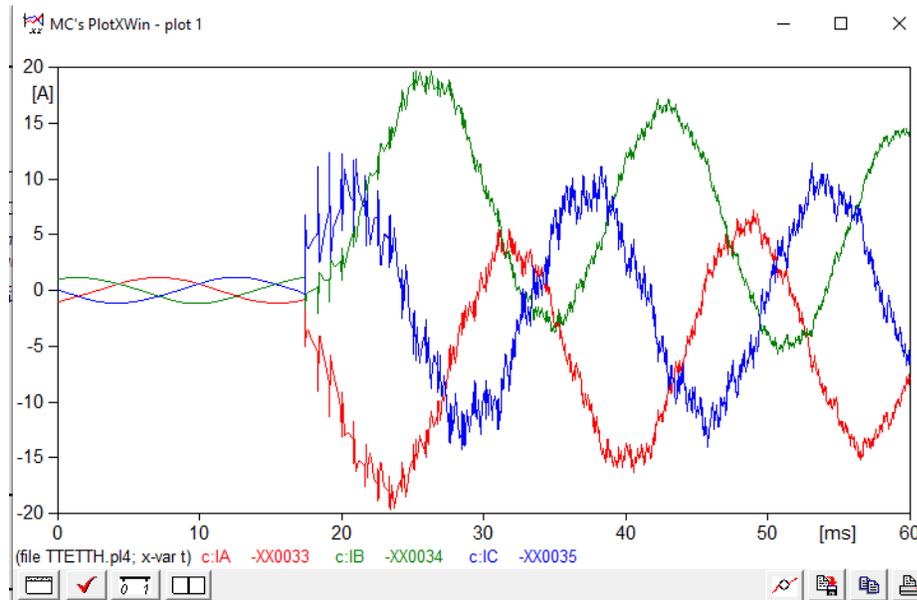


Fig. 4.18 Falla trifásica (corriente) al 50%.

Se muestra la gráfica donde se representa el resultado de la simulación de la corriente con respecto a tiempo en condiciones de falla trifásica al 50% de la línea de la red modelada en ATP. Se aprecia la deformación de ondas al cerrar el interruptor entre los 15 y 20 ms al simular la falla. Se logra apreciar la disminución de la corriente al modificar la ubicación de la simulación de la falla.

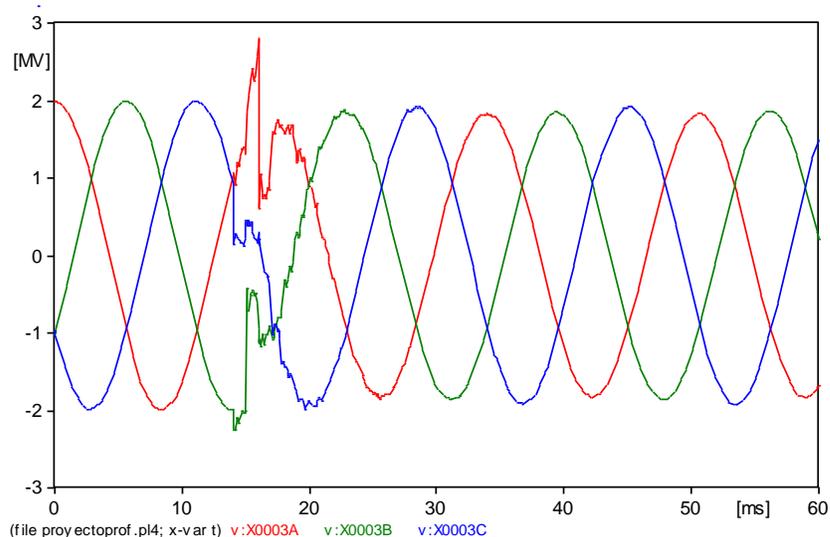


Fig. 4.19 Falla cross country (voltaje).

Se muestra la gráfica donde se representa el resultado de la simulación de voltaje con respecto a tiempo en condiciones de falla tipo cross country de la red modelada en ATP. Se aprecia la deformación de ondas al cerrar el interruptor entre los 15 y 20 ms al simular la falla.

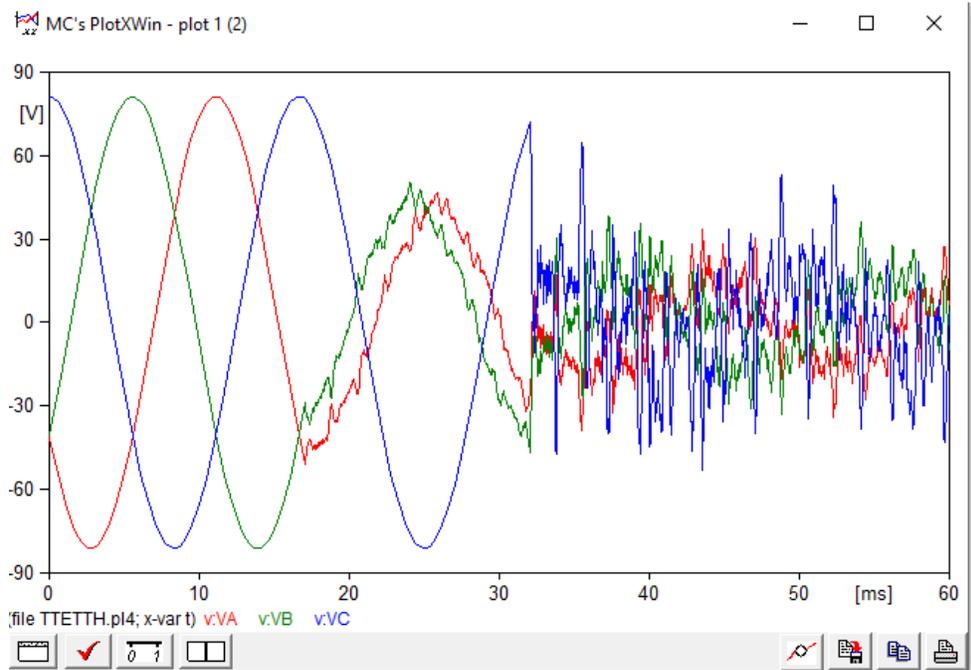


Fig. 4.20 Falla cross country (falla bifásica a trifásica) de voltaje al 10%.

Se muestra la gráfica donde se representa el resultado de la simulación de voltaje con respecto a tiempo en condiciones de falla tipo cross country, una falla evolutiva de bifásica a trifásica en el 10% de la línea de transmisión de la red modelada en ATP. Se aprecia la deformación de ondas al cerrar el interruptor entre los 15 y 20 ms al simular la falla.

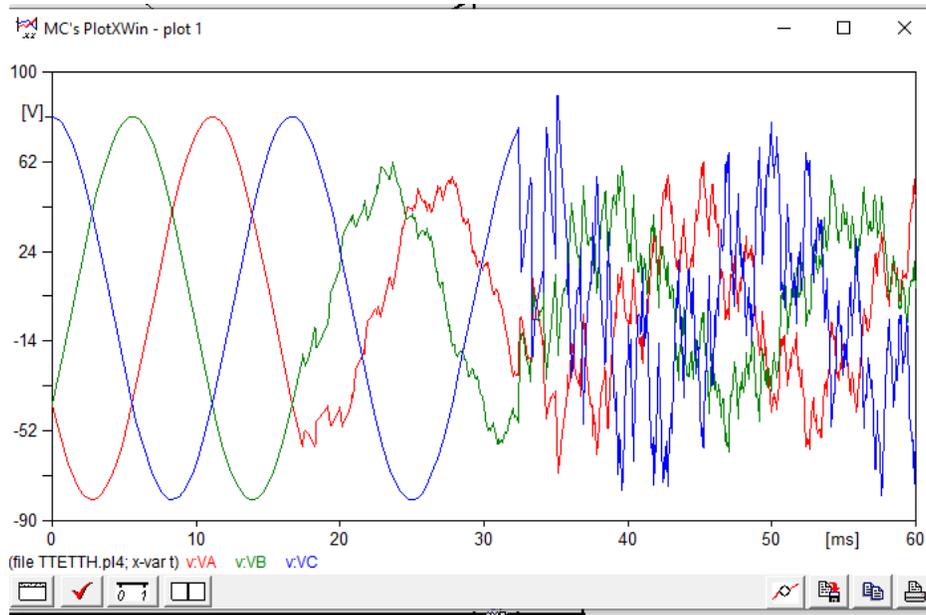


Fig. 4.21 Falla cross country (falla bifásica a trifásica) de voltaje al 50%. Se muestra la gráfica donde se representa el resultado de la simulación de voltaje con respecto a tiempo en condiciones de falla tipo cross country, una falla evolutiva de bifásica a trifásica en el 50% de la línea de transmisión de la red modelada en ATP. Se aprecia la deformación de ondas al cerrar el interruptor entre los 15 y 20 ms al simular la falla.

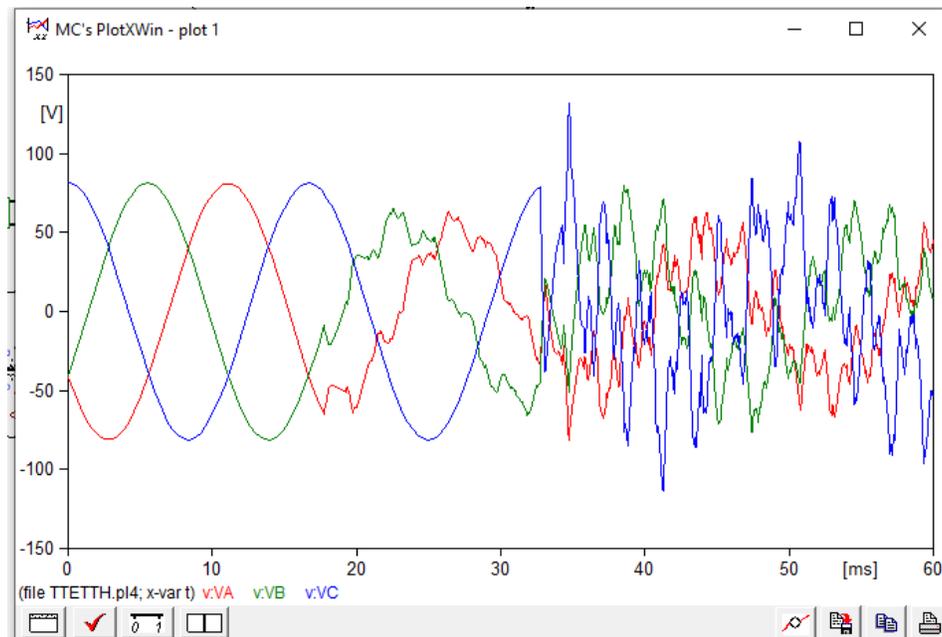


Fig. 4.22 Falla cross country (falla bifásica a trifásica) de voltaje al 90%. Se muestra la gráfica donde se representa el resultado de la simulación de voltaje con respecto a tiempo en condiciones de falla tipo cross country, una falla evolutiva de bifásica a trifásica en el 90% de la línea de transmisión de la red modelada en ATP. Se aprecia la deformación de ondas al cerrar el interruptor entre los 15 y 20 ms al simular la falla. En esta imagen se puede apreciar que el voltaje sobrepasa los 100v simulados a comparación de la imagen anterior.

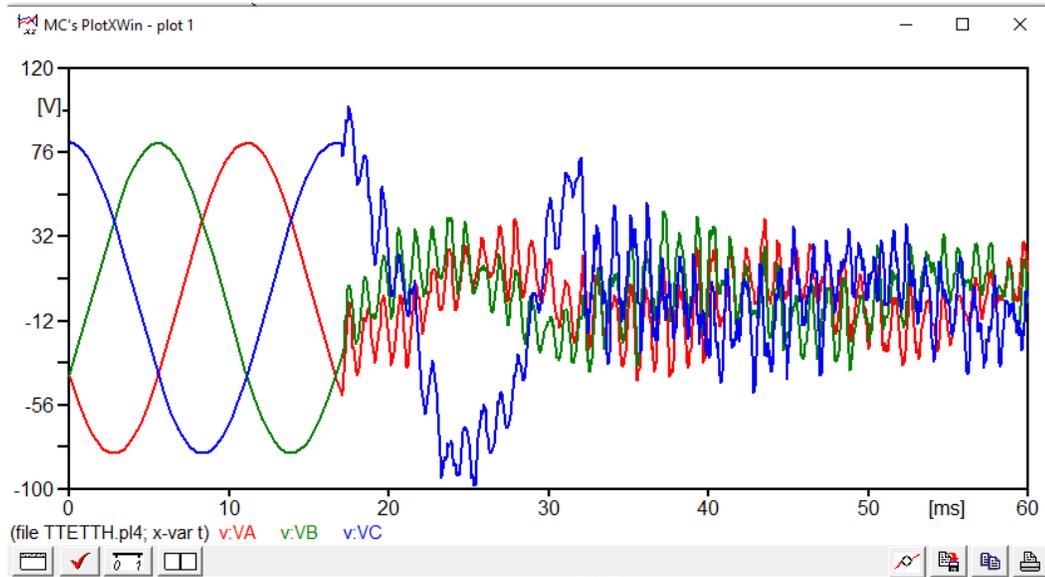


Fig. 4.23 Falla cross country (falla bifásica a tierra a trifásica a tierra) de voltaje al 10%. Se muestra la gráfica donde se representa el resultado de la simulación de voltaje con respecto a tiempo en condiciones de falla tipo cross country, una falla evolutiva bifásica a tierra a trifásica a tierra en el 10% de la línea de transmisión de la red modelada en ATP. Se aprecia la deformación de ondas al cerrar el interruptor entre los 15 y 20 ms al simular la falla.

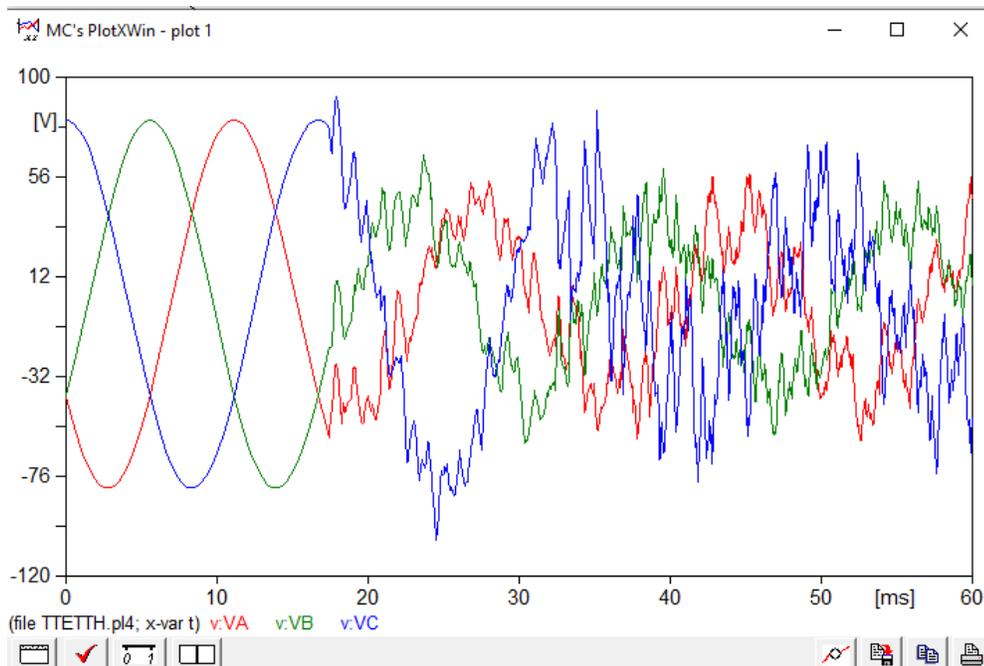


Fig. 4.24 Falla cross country (falla bifásica a tierra a trifásica a tierra) de voltaje al 50%. Se muestra la gráfica donde se representa el resultado de la simulación de voltaje con respecto a tiempo en condiciones de falla tipo cross country, una falla evolutiva bifásica a tierra a trifásica a tierra en el 50% de la línea de transmisión de la red modelada en ATP. Se aprecia la deformación de ondas al cerrar el interruptor entre los 15 y 20 ms al simular la falla.

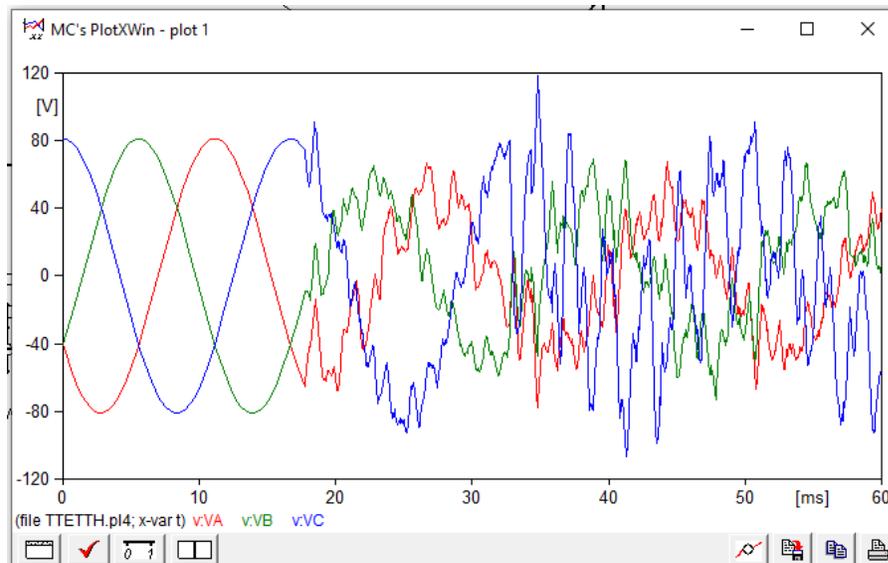


Fig. 4.25 Falla cross country (falla bifásica a tierra a trifásica a tierra) de voltaje al 90%. Se muestra la gráfica donde se representa el resultado de la simulación de voltaje con respecto a tiempo en condiciones de falla tipo cross country, una falla evolutiva bifásica a tierra a trifásica a tierra en el 90% de la línea de transmisión de la red modelada en ATP. Se aprecia la deformación de ondas al cerrar el interruptor entre los 15 y 20 ms al simular la falla.

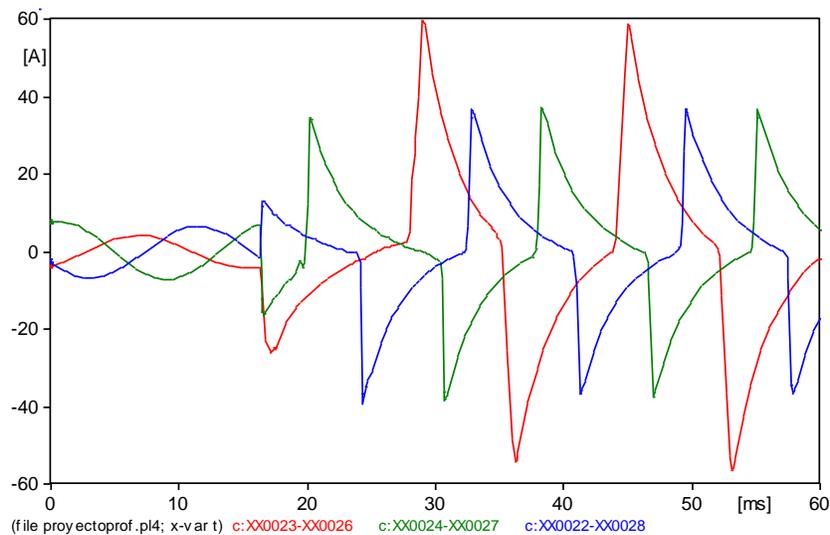


Fig. 4.26 Falla cross country (corriente). Se muestra la gráfica donde se representa el resultado de la simulación de corriente con respecto a tiempo en condiciones de falla tipo cross country de la red modelada en ATP. Se aprecia la deformación de ondas al cerrar el interruptor entre los 15 y 20 ms al simular la falla.

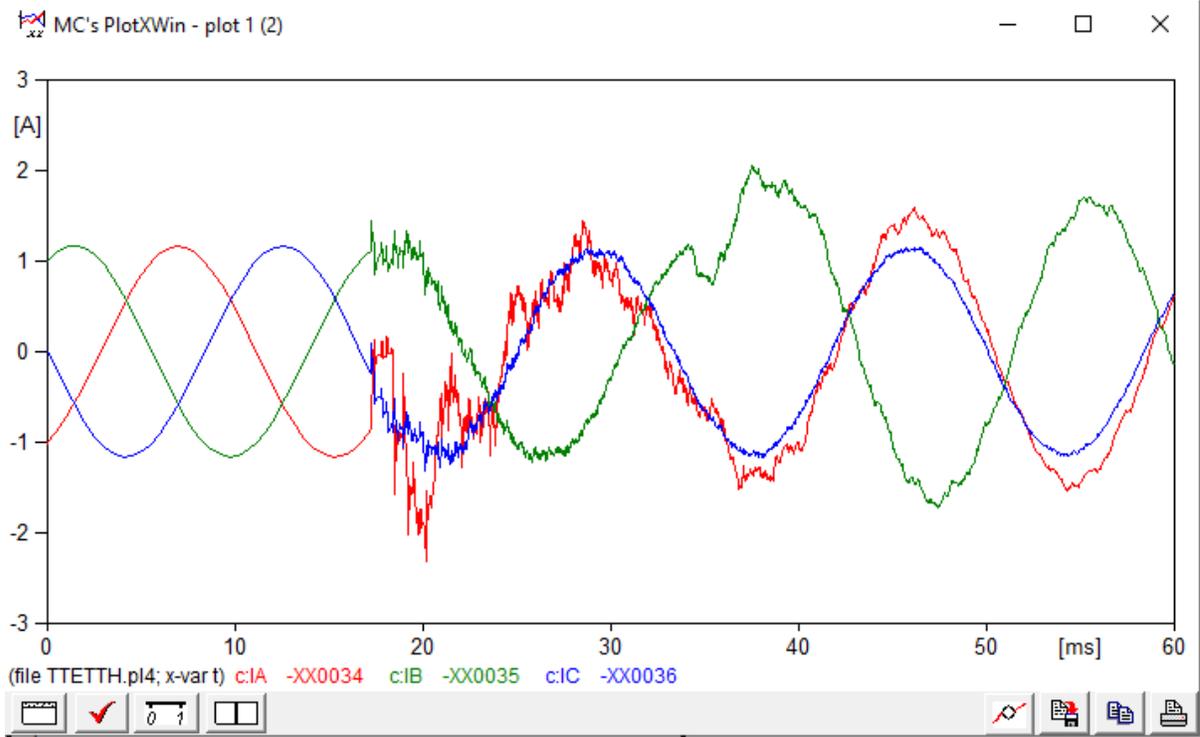


Fig. 4.27 Falla cross country (corriente) al 50%.

Se muestra la gráfica donde se representa el resultado de la simulación de corriente con respecto a tiempo en condiciones de falla tipo cross country con evolución de línea a tierra a bifásica a tierra en 50% de la línea de transmisión de la red modelada en ATP. Se aprecia la deformación de ondas al cerrar el interruptor entre los 15 y 20 ms y posteriormente el cierre del segundo interruptor al simular la falla.

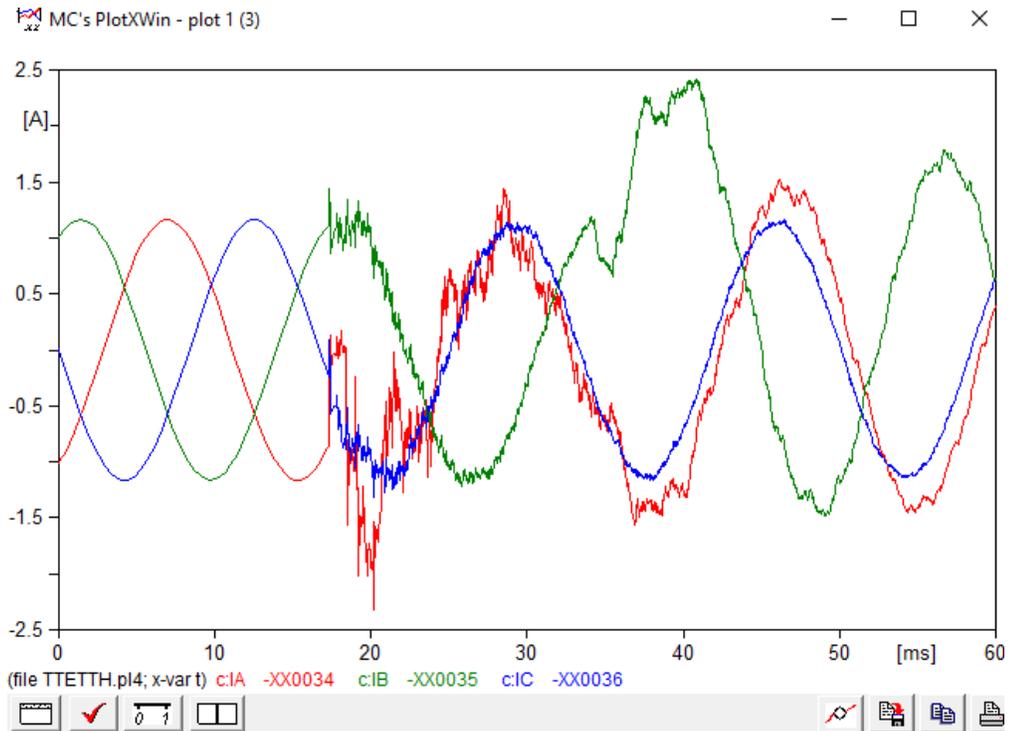


Fig. 4.28 Falla cross country (corriente) al 30%.

Se muestra la gráfica donde se representa el resultado de la simulación de corriente con respecto a tiempo en condiciones de falla tipo cross country con evolución de línea a tierra a bifásica a tierra en 30% de la línea de transmisión y 20 ohms de resistencia de falla de la red modelada en ATP. Se aprecia la deformación de ondas al cerrar el interruptor entre los 15 y 20 ms y posteriormente el cierre del segundo interruptor al simular la falla.

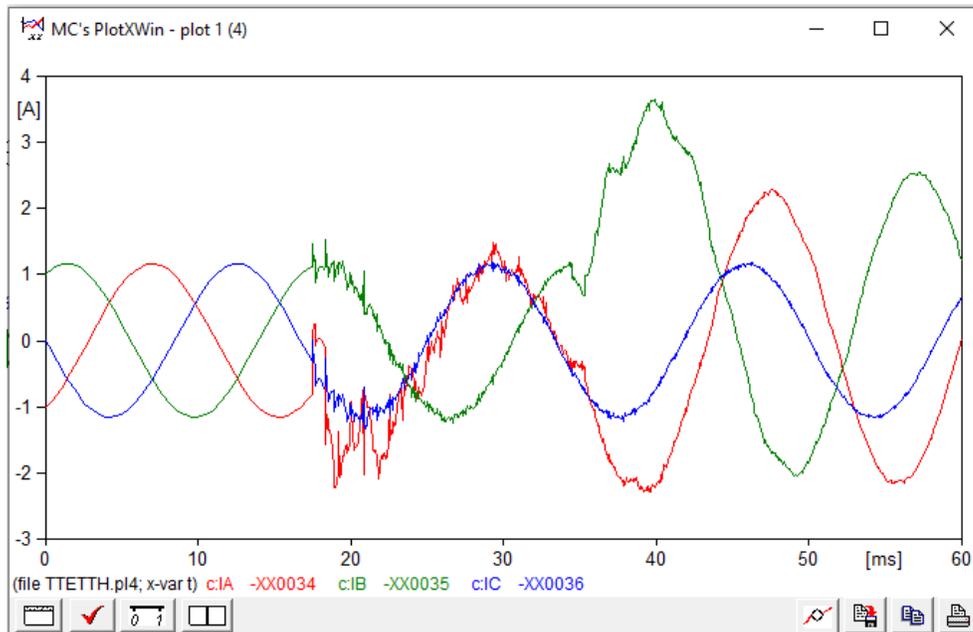


Fig. 4.29 Falla cross country (corriente) al 50%.

Se muestra la gráfica donde se representa el resultado de la simulación de corriente con respecto a tiempo en condiciones de falla tipo cross country con evolución de línea a tierra a bifásica a tierra en 50% de la línea de transmisión y 20 ohms de resistencia de falla de la red modelada en ATP. Se aprecia la deformación de ondas al cerrar el interruptor entre los 15 y 20 ms y posteriormente el cierre del segundo interruptor al simular la falla.

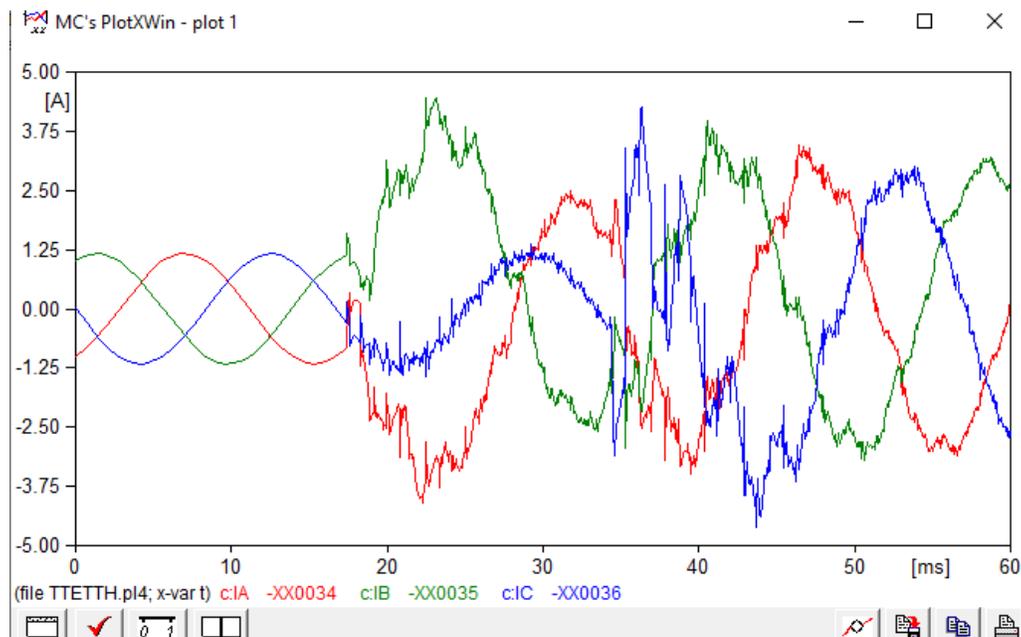


Fig. 4.30 Falla cross country (corriente) al 50%.

Se muestra la gráfica donde se representa el resultado de la simulación de corriente con respecto a tiempo en condiciones de falla tipo cross country con evolución de falla bifásica a tierra a trifásica a tierra en 50% de la línea de transmisión y 20 ohms de resistencia de falla de la red modelada en ATP. Se aprecia la deformación de ondas al cerrar el interruptor entre los 15 y 30 ms y posteriormente el cierre del segundo interruptor al simular la falla.

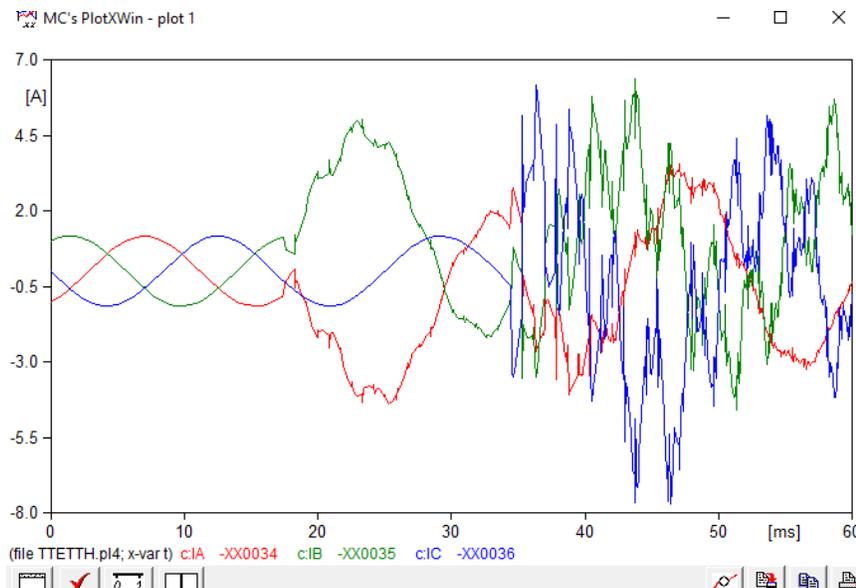


Fig. 4.31 Falla cross country (corriente) al 50%.

Se muestra la gráfica donde se representa el resultado de la simulación de corriente con respecto a tiempo en condiciones de falla tipo cross country con evolución de falla bifásica a tierra a trifásica a tierra en 50% de la línea de transmisión y 50 ohms de resistencia de falla de la red modelada en ATP. Se aprecia la deformación de ondas al cerrar el interruptor entre los 15 y a partir de los 30 ms y posteriormente el cierre del segundo interruptor al simular la falla.

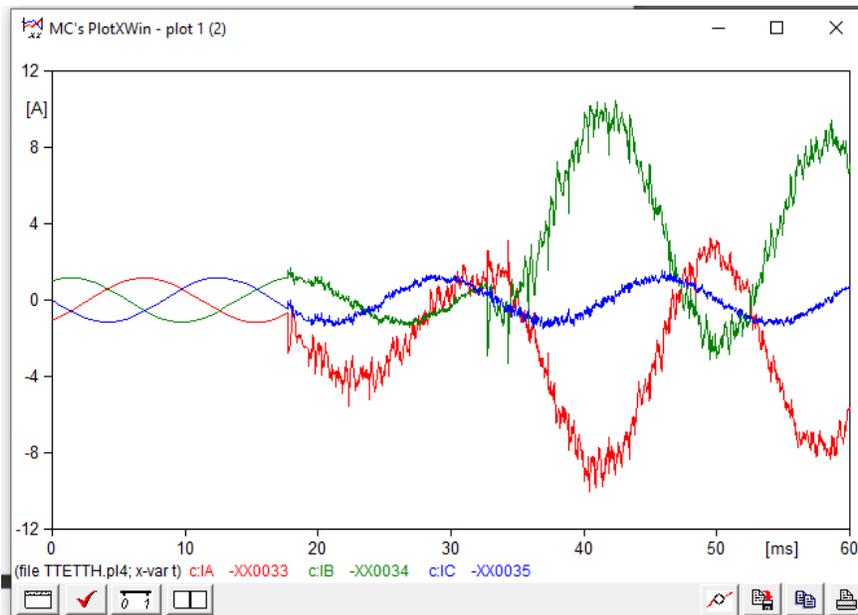


Fig. 4.32 Falla cross country (corriente) al 90%.

Se muestra la gráfica donde se representa el resultado de la simulación de corriente con respecto a tiempo en condiciones de falla tipo cross country con evolución de falla línea a tierra a doble línea a tierra en 90% de la línea de transmisión y 50 ohms de resistencia de falla de la red modelada en ATP. Se aprecia la deformación de ondas al cerrar el interruptor entre los 15 y a partir de los 30 ms y posteriormente el cierre del segundo interruptor al simular la falla.

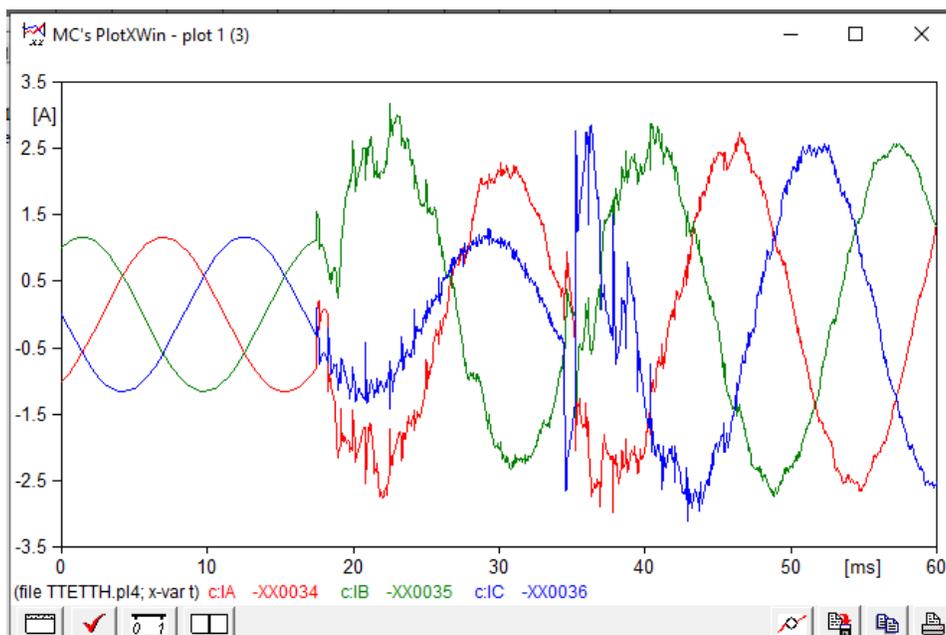


Fig. 4.33 Falla cross country (corriente) al 90%.

Se muestra la gráfica donde se representa el resultado de la simulación de corriente con respecto a tiempo en condiciones de falla tipo cross country con evolución de falla bifásica a trifásica en 90% de la línea de transmisión y 50 ohms de resistencia de falla de la red modelada en ATP. Se aprecia la deformación de ondas al cerrar el interruptor entre los 15 y a partir de los 30 ms y posteriormente el cierre del segundo interruptor al simular la falla.

```

C:\WINDOWS\system32\cmd.exe
Size List 27. Maximum number of MODELS top variables. -9999 600 (L
SIZ27)
Size List 28. MODELS. Total work space is divided into INTEGER and REAL: -9999 210000 (L
RTACS)
                Second and last, statistics for INTEGER work space. 0 0 (L
ITACS)
Size List 29. RAM disk used by "TAPSAV" table saving (limit is "LABCOM" size LTLABL). -9999 1100 (L
SIZ29)
Size List 30. Taku Noda frequency-dependent circuits. 0 19 (L
SIZ30)
Timing figures characterizing central processor (CP) solution speed. ----- CP sec Wait sec R
eal sec
Data input time (through blank card ending branches) .... 0.047 0.000
0.047
Node renumbering and phasor solution .... 0.109 0.000
0.109
After phasor solution, but before time-step loop .... 0.000 0.000
0.000
Integration of equations (time-step loop) .... 1.453 0.000
1.453
Plotting or STATISTICS termination overlays .... 0.000 0.000
0.000
-----
Totals 1.609 0.000
1.609

ATP Finished at 22:07:05 on Friday, 18 June 2021
Total Execution Time was 1.63 cpu seconds
Press any key to continue . . .
    
```

Fig. 4.34 Cuadro de diálogo de ATP.

Se muestra el cuadro de diálogo después de correr el programa ATP, cuando el diagrama de la simulación se encuentra correctamente elaborado aparecerá la leyenda "Press any key to continue", de lo contrario indicará error.

A continuación se muestra el código completo usado en el programa Matlab para detección de las fallas simuladas:

Código completo:

```
clc
clear all
close all

load ('falla.mat') % Datos de la Falla.
load ('PNN1.mat'); % Red neuronal Clasificadora de Tipo De Falla.
load ('PNNZONAS.mat');
load ('PNNLINEA.mat');

filetoload='C:\Users\jona_\OneDrive\Documentos\maestria\PROTOCOLO\PRUEBASDESIMULACION\FallaMonofasicaFaseA02L02F01N02Z20.MAT'
load(filetoload);
listOfVariables = who('-file', filetoload);

% Procesamiento de archivos
%Corrientes %Voltajes
A=struct2cell(load(filetoload, '-mat', string(listOfVariables(1))));
B=struct2cell(load(filetoload, '-mat', string(listOfVariables(2))));
C=struct2cell(load(filetoload, '-mat', string(listOfVariables(3))));

A=vertcat(A{:});
B=vertcat(B{:});
C=vertcat(C{:});

VA=vVa;
VB=vVb;
VC=vVc;

rangocorriente = 1.1616;

for ite=1:1:length(A);
    F=0;
    if A(ite)>=rangocorriente;
        F=1;
        if F==1
            Fd=1;
            break
        end
    elseif B(ite)>=rangocorriente;
        F=1;
        if F==1
            Fd=1;
            break
        end
    elseif C(ite)>=rangocorriente;
```

Capítulo 4 Falla cross country en línea de 400 kV

```
F=1;
if F==1
    Fd=1;

    break
end
end

end %Detección de la falla.
if F==0;
    ite=1;
    Fd=0;
    falla=11;
end
Npts=max(t)/length(A); %Obtencion de 1/4 de ciclo de todas las señales.
Npts2=0.0042/Npts;
Npts2=int64(Npts2);

%ite=1
Tm=t(ite:ite+Npts2);
%ite=length(A)
% ite.
A1=A(ite:ite+Npts2); VA1=VA(ite:ite+Npts2);
B1=B(ite:ite+Npts2); VB1=VB(ite:ite+Npts2);
C1=C(ite:ite+Npts2); VC1=VC(ite:ite+Npts2);
D1=A1+B1+C1;

[ali,dli]=dwt(A1,'db1'); %Obtención de TW de cada señal.
[ali,dlii]=dwt(A1,'db3');
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
[ali1,dli2]=dwt(B1,'db1');
[ali1,dli22]=dwt(B1,'db3');
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
[ali2,dli3]=dwt(C1,'db1');
[ali2,dli33]=dwt(C1,'db3');
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
[ali3,dli4]=dwt(D1,'db1');
[ali3,dli44]=dwt(D1,'db3');
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
Inda=sum(abs(dli))+sum(abs(dlii));
Indb=sum(abs(dli2))+sum(abs(dli22));
Indc=sum(abs(dli3))+sum(abs(dli33));
Inde=sum(abs(dli4))+sum(abs(dli44));

X=[Inda,Indb,Indc,Inde]; %Vector de Índices de clasificación.
X=X'

net=sim(PNN, X);
Rnet=vec2ind(net);
fprintf("Tipo de falla: %d", Rnet);
falla=Rnet
if falla == 11;
    fprintf("No se encontró falla.\n");
    return
end
```

Capítulo 4 Falla cross country en línea de 400 kV

```
net_linea=sim(PNNLINEA, X)
rnet_linea=vec2ind(net_linea)
fprintf("La falla fue en la linea: %d\n", rnet_linea);

m=1
x=1
for ite2=1:1;
    if Rnet==1
        i=1;
    elseif Rnet==2
        i=2;
    elseif Rnet==3
        i=3;
    elseif Rnet==4
        i=1;
    elseif Rnet==5
        i=2;
    elseif Rnet==6
        i=3;
    elseif Rnet==7
        i=1;
    elseif Rnet==8
        i=2;
    elseif Rnet==9
        i=3;
    elseif
Rnet==10
i=1;
        end
    end
    for ite3=1:1
        if i==1
            [aaali,dddli]=dwt(A1,'db1');
            Dr=max(dddli);
            Drr=max(abs(dddli));
            if Dr>=Drr;
                Dr1=Dr;
            else Drr>=Dr;
                Dr1=Drr*-1;
            end
            [aali,ddl1]=dwt(VA1,'db1');
            Dr2=max(ddl1);
            if Dr1*Dr2<0;
                falla=1;
            else
                Dr1*Dr2>0;
                falla=0;
            end
            if falla==1;
```

Capítulo 4 Falla cross country en línea de 400 kV

```
        else falla==0;
            end
    end

    if i==2
        [aaali,dddli]=dwt(B1,'db1');

        Dr=max(dddli);
        Drr=max(abs(dddli));
        if Dr>=Drr;
            Dr1=Dr;
        else Drr>=Dr;
            Dr1=Drr*-1;
        end
        [aali,ddli]=dwt(VB1,'db1');
        Dr2=max(ddli);
        if Dr1*Dr2<0;
            falla=1;
        else
            Dr1*Dr2>0;
            falla=0;
        end
        if falla==1;
        else falla==0;
        end
    end

    if i==3
        [aaali,dddli]=dwt(C1,'db1');
        Dr=max(dddli);
        Drr=max(abs(dddli));
        if Dr>=Drr;
            Dr1=Dr;
        else Drr>=Dr;
            Dr1=Drr*-1;
        end
        [aali,ddli]=dwt(VC1,'db1');
        Dr2=max(ddli);
        if Dr1*Dr2<0;
            falla=1;
        else
            Dr1*Dr2>0;
            falla=0;
        end
        if falla==1;
        else falla==0;
        end
    end

end

for ite4=1:1;
    if Rnet==1
        m=1;
```

Capítulo 4 Falla cross country en línea de 400 kV

```
elseif Rnet==2
    m=1;
    elseif Rnet==4
        m=1; elseif Rnet==7
            m=1; elseif Rnet==10
                m=1;
end

if Rnet==3
    m=2;
    elseif Rnet==5

        m=2; elseif Rnet==6
            m=2; elseif Rnet==8
                m=2; elseif Rnet==9
                    m=2;
end

end

for ite5=1:1
    if m==1
        if Rnet==1;
            x=1;

            net1=sim(PNNZONA,X);

            Rnet1=vec2ind(net1);

            if Rnet1==10;
                Zona=1;
                x=0;
            elseif Rnet1==20;
                Zona=2;
                x=0;
            elseif Rnet1==30;
                Zona=3;
                x=0;
            end

            elseif Rnet==2;
                x=1;

                net2=sim(PNNZONA,X);

                Rnet2=vec2ind(net2);

                if Rnet2==10;
                    Zona=1;
                    x=0;
```

Capítulo 4 Falla cross country en línea de 400 kV

```
elseif Rnet2==20;
    Zona=2;
    x=0;
elseif Rnet2==30;
    Zona=3;
    x=0;
end
elseif Rnet==4;
    x=1;

    net4=sim(PNNZONA,X);
    Rnet4=vec2ind(net4);
if Rnet4==10;
    Zona=1;
    x=0;
elseif Rnet4==20;

    Zona=2;
    x=0;
elseif Rnet4==30;
    Zona=3;
    x=0;
end

elseif Rnet==7;
    x=1;

    net7=sim(PNNZONA,X);

    Rnet7=vec2ind(net7);

if Rnet7==10;
    Zona=1;
    x=0;
elseif Rnet7==20;
    Zona=2;
    x=0;
elseif Rnet7==30;
    Zona=3;
    x=0;
end

elseif Rnet==10;
    x=1;
    net10=sim(PNNZONA,X);

    Rnet10=vec2ind(net10);

if Rnet10==11;
    Zona=1;
    x=0;
elseif Rnet10==20;
    Zona=2;
    x=0;
```

Capítulo 4 Falla cross country en línea de 400 kV

```
elseif Rnet10==30;
    Zona=3;
    x=0;
end
end
if x==1
    modolai=(1/3.*A1)-(1/3.*B1);
    [alidis,dlidis]=dwt(modolai,'db6');
    npuntos=length(dlidis);
    tt=0:0.0042/(npuntos-1):0.0042;
    tt=tt';
    dliabs=abs(dlidis);
    [Y1,I1]=max(dliabs);
    t1aa=tt(I1);
    I1a=I1-5;
    I1b=I1+5;
    dliabs(1:I1b)=0;
    [Y2,I2]=max(dliabs);
    t1bb=tt(I2);
    ttot=(t1bb-t1aa);

    tiempo=ttot/2; %Velocidad de propagación de la
                   onda.
    v=294045.43881263473; %Distancia de la falla
    distancia=(ttot*v)/2;
elseif x==0;
    distancia=Zona;
end
end

if m==2

    if Rnet==3;
        x=2;

        net3=sim(PNNZONA,X);

        Rnet3=vec2ind(net3);

        if Rnet3==10;
            Zona=1;
            x=0;
        elseif Rnet3==20;
            Zona=2;
            x=0;
        elseif Rnet3==30;
            Zona=3;
            x=0;
        end

    elseif Rnet==5;
        x=2;
        net5=sim(PNNZONA,X);
```

Capítulo 4 Falla cross country en línea de 400 kV

```
Rnet5=vec2ind(net5);

if Rnet5==10;
    Zona=1;
    x=0;
elseif Rnet5==20;
    Zona=2;
    x=0;
elseif Rnet5==30;
    Zona=3;
    x=0;
end

elseif Rnet==6;
    x=2;
    net6=sim(PNNZONA,X);

    Rnet6=vec2ind(net6);

    if Rnet6==10;
        Zona=1;
        x=0;
    elseif Rnet6==20;

        Zona=2;
        x=0;
    elseif Rnet6==30;
        Zona=3;
        x=0;
    end

elseif Rnet==8;
    x=2;

    net8=sim(PNNZONA,X);

    Rnet8=vec2ind(net8);

    if Rnet8==10;
        Zona=1;
        x=0;
    elseif Rnet8==20;
        Zona=2;
        x=0;
    elseif Rnet8==30;
        Zona=3;
        x=0;
    end

elseif Rnet==9;
    x=2;
    net9=sim(PNNZONA,X);
```

Capítulo 4 Falla cross country en línea de 400 kV

```
        Rnet9=vec2ind(net9);
        if Rnet9==10;
            Zona=1;
            x=0;
        elseif Rnet9==20;
            Zona=2;
            x=0;
        elseif Rnet9==30;
            Zona=3;
            x=0;
        end
    end
end

if x==2;
    modo2ai=(1/3.*A1)-(1/3.*C1);
    [alidis,dlidis]=dwt(modo2ai,'db6');
    npuntos=length(dlidis);
    tt=0:0.0042/(npuntos-1):0.0042;
    tt=tt';
    dliabs=abs(dlidis);
    [Y1,I1]=max(dliabs);
    t1aa=tt(I1);
    I1a=I1-5;
    I1b=I1+5;
    dliabs(1:I1b)=0;
    [Y2,I2]=max(dliabs);

    t1bb=tt(I2);
    ttot=(t1bbt1aa);

    tiempo=ttot/2; %Velocidad de
    Propagación de la onda

    v=294045.43881263473; %Distancia de la
    falla
    distancia=(ttot*v)/2;
elseif x==0;
    Distancia=Zona;
end
end

end

for ite6=1:1;
    fprintf("La falla fue en la linea: %d\n", rnet_linea);

    if Fd==1;
        disp('Falla Detectada')
    end

    if Rnet==1;
        disp('Falla Monofásica A vs T')
    elseif Rnet==2
        disp('Falla Monofásica B vs T')
    elseif Rnet==3
        disp('Falla Monofásica C vs T')
```

Capítulo 4 Falla cross country en línea de 400 kV

```
elseif Rnet==4
disp('Falla Bifásica A vs B')
elseif Rnet==5
disp('Falla Bifásica B vs C')
elseif Rnet==6
disp('Falla Bifásica C vs A')
    elseif Rnet==7
        disp('Falla Bifásica AB vs T')
    elseif Rnet==8
        disp('Falla Bifásica BC vs T')
    elseif Rnet==9
        disp('Falla Bifásica CA vs T')
    elseif Rnet==10
        disp('Falla Trifásica')
end

if falla==1;
    disp('Falla dentro de la zona de operación.')
else falla==0;
    disp('Falla fuera de la zona de operación.')
end

if x==1;
fprintf(1,'Distancia de la falla= %g Km \n',distancia)
elseif x==2;
fprintf(1,'Distancia de la falla= %g Km \n',distancia)
elseif x==0;
    fprintf(1,'Falla ubicada en la zona %g\n',Zona)
end

end
```

Códigos de simulación de redes neuronales:

Código de red neuronal de las zonas “PNNZONAS”

```
clc
clear all
close all
load('inputfallas.mat');
load('targetzona.mat');
%T=ind2vec(targets);
input=inputfallas'
% T=targetzona';
T=ind2vec(targetzona');

Spread=0.01 ;
PNNZONA=newpnn(input,T,Spread);
Y=sim(PNNZONA,input);
Yc=vec2ind(Y)
save('PNNZONAS.mat')
```

Código de red neuronal de las líneas “PNNLINEAS”

```
clc
clear all
close all
load('inputfallas.mat');
load('targetlinea.mat');
%T=ind2vec(targets);
input=inputfallas'
% T=targetzona';
T=ind2vec(targetlinea');

Spread=0.01 ;
PNNLINEA=newpnn(input,T,Spread);
Y=sim(PNNLINEA,input);
Yc=vec2ind(Y)
save('PNNLINEA.mat')
```

Capítulo 5

Simulación de algoritmo de relevador digital para detección de falla cross country en líneas de 400kV idénticas en paralelo

Durante la simulación hecha en ATP del sistema eléctrico de tres estrellas se registraron los valores de voltaje y corriente de las líneas de transmisión cuando el sistema es estable (sin falla o comúnmente conocido como condiciones normales de operación) además se graficaron y se registraron los valores obtenidos durante la simulación.

Se denominaron como línea 1 y línea 2 a las líneas de transmisión en paralelo que van del bus Tres estrellas a Teotihuacán para que la programación en Matlab tuviera la capacidad para diferenciar cuando la falla ocurriera en una línea de las dos que se encuentran conectadas en paralelo.

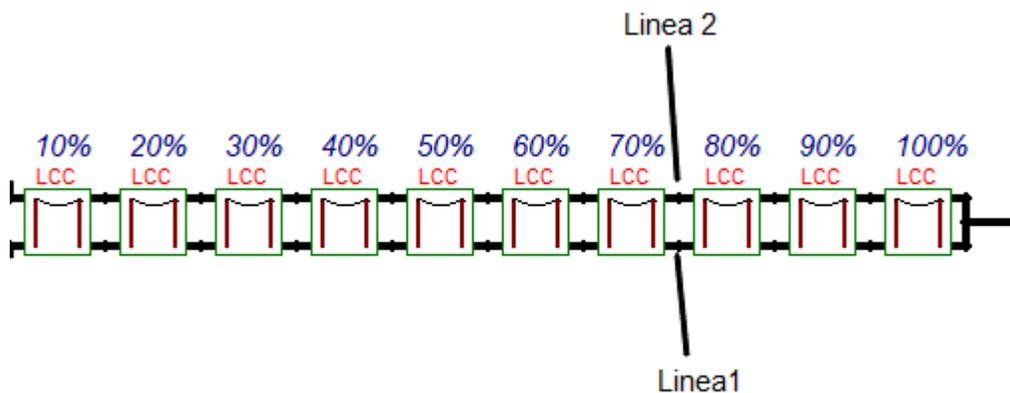


Fig. 5.1 Denominación de líneas 1 y 2.

El motivo de esta modificación fue para que el algoritmo tuviera parámetros con valores proporcionales para poder detectar mediante comparación estos valores. Si el sistema está en condiciones de operación normales la simulación arrojará un aviso anunciando que no se encontró falla, cuando exista falla en la simulación indicará el lugar aproximado de falla y la localización de la misma ya sea en la denominada línea 1 o 2.

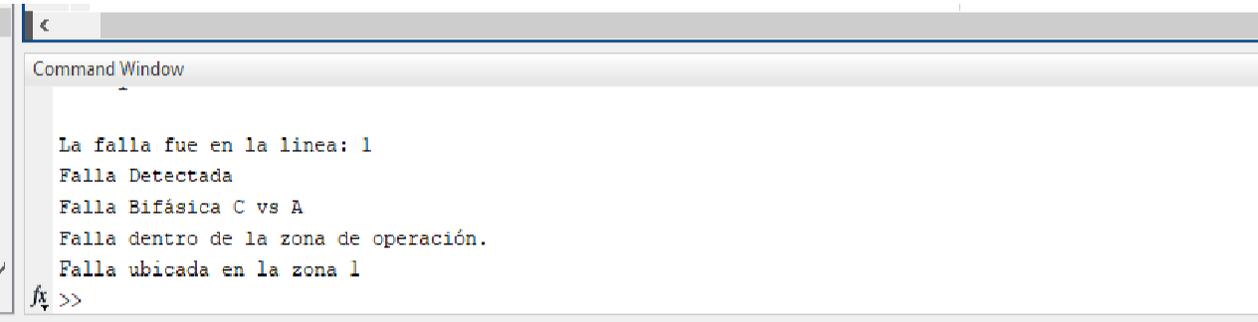
Se modificaron 2 redes neuronales en Matlab llamadas “pnnlineas” y “pnnzonas”, las cuales son necesarias para poder correr el programa en Matlab ya que en ellas se encuentra el algoritmo para determinar en cual línea y zona de protección se encuentra la simulación de falla.

Capítulo 6

Resultados

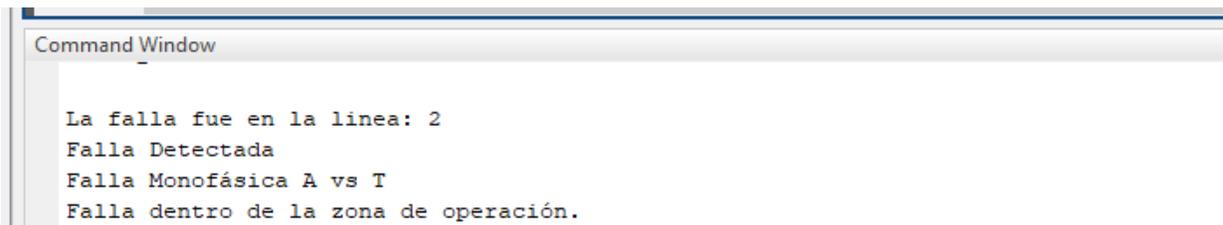
Se obtuvieron los resultados esperados de este trabajo de investigación, en las simulaciones hechas se demuestra la detección e indicación del tipo de falla y su localización dependiendo de donde sea la inserción de la falla.

A continuación se muestran algunos de los ejemplos:



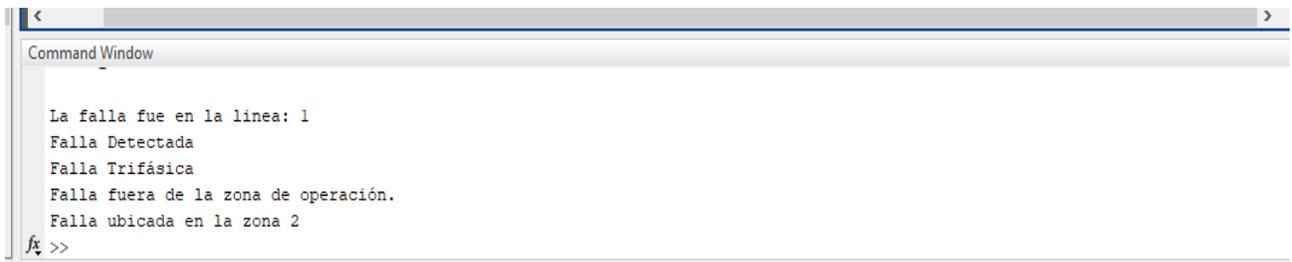
```
Command Window
-
La falla fue en la linea: 1
Falla Detectada
Falla Bifásica C vs A
Falla dentro de la zona de operación.
Falla ubicada en la zona 1
>>
```

Fig. 6.1 Resultado de la simulación en el cuadro “Command Window” de una falla bifásica de las líneas A y C.



```
Command Window
La falla fue en la linea: 2
Falla Detectada
Falla Monofásica A vs T
Falla dentro de la zona de operación.
```

Fig. 6.2 Resultado de la simulación en el cuadro “Command Window” de una falla monofásica de línea a tierra.



```
< Command Window >
La falla fue en la linea: 1
Falla Detectada
Falla Trifásica
Falla fuera de la zona de operación.
Falla ubicada en la zona 2
fx >>
```

Fig. 6.3 Resultado de la simulación en el cuadro “Command Window” de una falla trifásica.

Capítulo 7

Conclusiones

Se planteó el objetivo de poder utilizar mediante la modificación del algoritmo empleado en el trabajo de investigación anterior la simulación de un sistema eléctrico que se comunique mediante líneas de transmisión que van del punto tres estrellas a Teotihuacán la detección de fallas en dos líneas idénticas en paralelo de 400kV.

Fue posible modificar el código en el programa Matlab y desarrollar la simulación en ATP para poder simular la operación de este sistema eléctrico de potencia.

Se generó el código de comunicación que hace posible la interacción de las dos líneas en paralelo idénticas cuando son sometidas a fallas en el modelado del mismo.

REFERENCIAS

- 1 Margil S. R “Protección de sistemas eléctricos de potencia”, Universidad Autónoma de Nuevo León, 2005.
- 2 C. Russell Mason “El arte y la ciencia de la protección por relevadores”, B John Wiley and Sons, 1982.
- 3 Clemente C. G. “Implementación de algoritmo de protección de distancia en relevadores SIEMENS para fallas Cross Country, conjugando dos técnicas de análisis utilizando Matlab. CD. MADERO, TAMPAS, MÉXICO MARZO 2015.
- 4 William D. Stevenson, “Análisis de sistemas de potencia”, Mc Graw Hill, 1996.
- 5 Relevadores de protección aplicados a líneas de transmisión, diciembre 1999, Monterrey Nuevo León FÁCULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA.
- 6 “Coordinación de la protección de distancia al operar un esquema remedial”, Pag. 2, 20-26 de Julio 2014, México.
- 7 Stanley H. Horowitz, Power System Relaying, Second edition, Research Studies Press LTD. John Wiley and Sons Inc. 1995.
- 8 Blackburn, J. Lewis. “Protective Relaying Theory and Applications”. Third Editions. Tylor and Francis Group.2014 p.630-638.
- 9 “Coordinación de la protección de distancia al operar un esquema remedial”, Pag. 2, 20-26 de Julio 2014, México.
- 10 Paul. M. Anderson, Power System Protection Wiley, 1998.
- 11 Sistemas de potencia análisis y diseño, Tercera edición. J. Duncan Glover y S Sarma pag 220, 228.
- 12 Lewis Blackburn, Protective Relaying, principles and applications, Marcel Dekker Inc., Bothell, Washington 1987.
- 13 Mario C. Durán, Miguel A. Villalobos, Sergio A. Vargas, Ernesto Villalobos, A. Gutiérrez R.
- 14 Inteligencia Artificial en la Operación de Redes Eléctricas. Las Palmas de Gran Canaria, Mayo de 2015.

- 15 Ingeniería eléctrica: Fundamentos”, E.T.S.I. Industriales, Madrid. Cylinder Wall Based on Matlab Probabilistic Neural Network, Air Force Logistics College.
- 16 Britos, M. I. P. (2005). ENTRENAMIENTO DE REDES NEURONALES BASADO EN ALGORITMOS EVOLUTIVOS.
- 17 Pedro Ponce Cruz, “Inteligencia artificial con aplicaciones a la ingeniería”, alfa omega, México 2010.
- 18 Paloma Teresita G. R. “Aplicación de la red neuronal probabilística para la clasificación de productos conforme a sus especificaciones Instituto Tecnológico de Celaya 2013.
- 19 P. Taheri, S. Member, B. Kordi, and A. M. Gole, “Parametric Study of Transient Electromagnetic Fields Due Overhead Transmission Lines and Buried Cables in the Vicinity of Lossy Ground,” IEEE Trans. Power Deliv., vol. 26, no. 4, pp. 2287–2298, 2011.
- 20 17th LACCEI International Multi-Conference for Engineering, Education, and Technology: “Industry, Innovation, And Infrastructure for Sustainable Cities and Communities”, 24-26 July 2019, Jamaic.