
**Estudios De Sistemas De Protección De Líneas Con Herramientas Para Ajuste, Configuración Y Análisis
Post-Operativo**

Omar Moreno, Jorge González

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Director

*Jorge Wilson González Sánchez
PhD. Ingeniero Electricista*

**Universidad Pontificia Bolivariana
Escuela de Ingenierías
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Medellín
2016**

Dedicatoria

Dedicado a mi familia, gracias a su ejemplo, de dedicación, humildad y disciplina, he logrado conseguir las metas propuestas.

A cada persona que ha sido motivo de crecimiento personal y profesional. Agradezco su acompañamiento, y confianza, hicieron de este proceso académico una época de formación ejemplar.

Agradecimiento

Mi agradecimiento, al Dr. Jorge González, gran docente, director de este trabajo y amigo, quien con su ayuda y experiencia en este tema fue un pilar fundamental para la terminación de este proyecto.

Un agradecimiento especial, a la institución donde laboro HVM Ingenieros Ltda. y su área de Estudios Eléctricos, quienes con su formación y conocimientos, permitieron alcanzar mis metas.

Al ingeniero electricista William Elías Padilla Almeida, Analista Análisis Operativo en la Gerencia Operaciones, INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. en Medellín, Colombia, por su ayuda incondicional, ya que gran parte de este proyecto, está basado en el proyecto de practica laboral:

“CÁLCULO DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A PARTIR DE REGISTROS COMTRADE.”.

A todos mis familiares y amigos, quienes de una u otra forma ayudaron y colaboraron con este proyecto, mis sinceros agradecimientos.

Además sincero agradecimiento al grupo de investigación de Transmisión y Distribución de la Universidad Pontificia Bolivariana (TyD), representado por Jorge W. González, Idi A. Isaac, nuestro director de carrera Hugo Cardona y Gabriel J López.

Por último, agradecer a la Universidad Pontificia Bolivariana y a todos los profesores que nos acompañaron y brindaron sus conocimientos para mi formación como ingeniero electricistas íntegro.

Tabla de Contenido

INTRODUCCIÓN	15
1. Generalidades	16
1.1. Fallas	16
1.2. Clasificación de líneas	20
1.3. Tratamiento de señales digitales	21
2. CONSTRUCCIÓN DE UNA RED ELÉCTRICA TÍPICA EN DIGSILENT POWER FACTORY	21
2.1. Información del sistema	23
2.2. Creación del proyecto	24
2.3. Creación del sistema de potencia	25
2.4. Edición de componentes del sistema de potencia	27
3. DESARROLLO Y CARACTERIZACIÓN DE ARCHIVOS DE PRUEBA PARA UN RELÉ DISTANCIA	29
4. DEFINICIÓN FORMATO COMTRADE ENFOCADO EN ANÁLISIS POST-OPERATIVO DE PERTURBACIONES EN LA RED ELÉCTRICA	43
5. COMPARACIÓN DE METODOLOGÍAS DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	48
5.1. Metodologías de localización de fallas en redes de transmisión	49
5.2. Casos de Estudio	52
5.3. Análisis de Métodos.....	58
6. INSTRUCTIVO DE ANÁLISIS POST-OPERATIVO DE EVENTOS DE FALLA	61
6.1. Metodología de Análisis	64
6.2. Herramientas para análisis de eventos	68
7. CONCLUSIONES	71
8. TRABAJO FUTURO	72
AUTORES	75

Lista de Ilustraciones

Ilustración 1.	Comportamiento de Tensiones de fase ante Falla Trifásica, elaboración propia.....	17
Ilustración 2.	Comportamiento de Corrientes de fase ante Falla Trifásica, elaboración propia	18
Ilustración 3.	Comportamiento de Tensiones de fase ante Falla Monofásica fase A, elaboración propia.....	18
Ilustración 4.	Comportamiento de Corrientes de fase ante Falla Monofásica fase A, elaboración propia	18
Ilustración 5.	Comportamiento de Tensiones de fase ante Falla Bifásica fases AB, elaboración propia	19
Ilustración 6.	Comportamiento de Corrientes de fase ante Falla Bifásica fases AB, elaboración propia.....	19
Ilustración 7.	Comportamiento de Tensiones e fase ante Falla Bifásica a tierra fases AB-T, elaboración propia	20
Ilustración 8.	Comportamiento de Corrientes de fase ante Falla Bifásica a tierra fases AB-T, elaboración propia	20
Ilustración 9.	Sistema Eléctrico 9 Barras, elaboración propia.....	23
Ilustración 10.	Creación del proyecto, elaboración propia.	25
Ilustración 11.	Editor gráfico y barra superior, elaboración propia.....	25
Ilustración 12.	Barrajes disponibles en DIGSILENT, elaboración propia	26
Ilustración 13.	Icono de creación transformador bidevanado y línea de transmisión, elaboración propia	26
Ilustración 14.	Icono creación generador síncrono y carga, elaboración propia.....	26
Ilustración 15.	Modelo topológico sistema 9 barras, elaboración propia	27
Ilustración 16.	Ejemplo ventana de edición de parámetros en una línea de transmisión a partir de la Grid, elaboración propia	27
Ilustración 17.	Ventana de edición de parámetros de los elementos a partir del Data Manager, elaboración propia.....	28

Ilustración 18.	Pestaña de cálculo para diferentes estudios, elaboración propia	28
Ilustración 19.	Diagrama Unifilar, elaboración propia	30
Ilustración 20.	Definición de variables a monitorear durante el evento, elaboración propia.....	33
Ilustración 21.	Definición de variables a monitorear durante el evento, elaboración propia.....	33
Ilustración 22.	Ventana de búsqueda de variables, elaboración propia	33
Ilustración 23.	Secuencia del evento, elaboración propia.....	34
Ilustración 24.	Tipo de evento, elaboración propia	34
Ilustración 25.	Casilla de selección parámetros de evento, elaboración propia.....	35
Ilustración 26.	Parámetros del evento, elaboración propia	35
Ilustración 27.	Localización de la falla y habilitación de evento, elaboración propia	35
Ilustración 28.	Crear nueva página, elaboración propia	36
Ilustración 29.	Elección tipo de página, elaboración propia.....	36
Ilustración 30.	Tipo de gráfico, elaboración propia.....	37
Ilustración 31.	Caja de resultados, elaboración propia	37
Ilustración 32.	Selección caja de resultados, elaboración propia	38
Ilustración 33.	Selección de elemento con variables a monitorear previamente definidas, elaboración propia	38
Ilustración 34.	Selección de elemento con variables a monitorear previamente definidas, elaboración propia	39
Ilustración 35.	Selección de variables, elaboración propia.....	39

Ilustración 36.	Selección de variables, elaboración propia.....	40
Ilustración 37.	Icono para Condiciones Iniciales de la simulación, elaboración propia	40
Ilustración 38.	Parámetros para cálculo de condiciones iniciales, elaboración propia	41
Ilustración 39.	Icono para correr simulación, elaboración propia	41
Ilustración 40.	Ventana ejecución de simulación, elaboración propia.....	42
Ilustración 41.	Gráfico Obtenido de variables de tensión instantáneas, elaboración propia.....	42
Ilustración 42.	Exportación de datos, elaboración propia.....	43
Ilustración 43.	Archivo .CFG, elaboración propia	46
Ilustración 44.	Archivo .DAT, elaboración propia	47
Ilustración 45.	Señales Analógicas de Archivo COMTRADE, elaboración propia	47
Ilustración 46.	Señales Digitales de Archivo COMTRADE, elaboración propia.....	48
Ilustración 47.	Falla - Diagrama unifilar, elaboración propia.....	59
Ilustración 48.	Red de secuencia para falla monofásica localizada al m% de la longitud de la línea. Elaboración propia.	60
Ilustración 48.	Diagrama Unifilar, Elaboración Propia.....	67

Lista de Tablas

Tabla 1. Parámetros eléctricos de las líneas.....	24
Tabla 2. Casos recomendados de prueba	30
Tabla 3. Descripción Archivo .CFG	45
Tabla 4. Descripción Archivo .DAT.....	46
Tabla 5. Resultados Falla Monofásica a Tierra – Línea Corta.....	53
Tabla 6. Resultados Falla Bifásica – Línea Corta.....	53
Tabla 7. Resultados Falla Bifásica a Tierra – Línea Corta	54
Tabla 8. Resultados Falla Trifásica – Línea Corta.....	54
Tabla 9. Resultados Falla Monofásica a Tierra – Línea Media	55
Tabla 10. Resultados Falla Bifásica – Línea Media	55
Tabla 11. Resultados Falla Bifásica a Tierra – Línea Media.....	56
Tabla 12. Resultados Falla Trifásica – Línea Media	56
Tabla 13. Resultados Falla Monofásica a Tierra – Línea Larga.....	57
Tabla 14. Resultados Falla Bifásica – Línea Larga	57
Tabla 15. Resultados Falla Bifásica a Tierra – Línea Larga.....	58
Tabla 16. Resultados Falla Trifásica – Línea Larga.....	58

Glosario

Control local: Consiste en la maniobra y/o control directo sobre un equipo.

Control remoto: Control de un equipo desde un lugar distante.

Sistema de comunicaciones: Conjunto de dispositivos que operan de acuerdo con condiciones preestablecidas que permiten el manejo de señales de comunicación según los requerimientos de operación de los equipos y sistemas de la subestación.

COMTRADE: Common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems. Formato común para intercambio de datos de transitorios para sistemas de potencia.

Coordinación de protecciones: Es el proceso de selección de ajustes o curvas características de dispositivos de protección, de tal manera que la operación de los mismos se efectúe organizada y selectivamente, en un orden específico y con el mínimo tiempo de operación, para minimizar la interrupción del servicio al cliente y para aislar adecuadamente la menor porción posible del sistema de potencia como consecuencia de la falla.

Confiabilidad: Probabilidad de no tener disparo incorrecto.

DFT: Algoritmo para el tratamiento de señales digitales y filtrado digital (Transformada Discreta de Fourier).

DPL: DIGSILENT Programming Language,

EAT: Se considera instalación de alta tensión eléctrica aquella que genere, transporte, transforme, distribuya o utilice energía eléctrica con tensiones superiores a 230 kV.

Flexibilidad: Probabilidad de no tener omisión de disparo.

IED: Término usado en la industria eléctrica para describir un equipo de control y protección de sistemas de potencia basados en microprocesadores (Dispositivo Electrónico Inteligente).

Impedancia Aparente: La impedancia aparente vista por un relé está determinada por la relación entre la tensión y la corriente medidas por el relé. Esta impedancia puede variar con respecto a la impedancia real en el punto de falla, dependiendo de si existen o no fuentes de corriente intermedias en puntos entre el relé y la falla.

Impedancia de falla: Es la impedancia, resistiva o reactiva, entre los conductores en falla o entre el conductor en falla y tierra.

Interrupor: Dispositivo de maniobra capaz de interrumpir, establecer y llevar las corrientes normales o asignadas del circuito y las anormales o de cortocircuito, mediante la conexión o desconexión de circuitos.

Monitoreo: Consiste en realizar la adquisición de variables de las subestación para las funciones de supervisión.

Protección principal de equipos: Es el sistema de protección que está diseñado para operar antes que otros dispositivos en respuesta a un evento en un elemento protegido. La protección principal de equipos tiene como objetivo aislar dicho equipo en caso de falla interna.

Relé: Dispositivo eléctrico diseñado para actuar frente a unas condiciones de entrada prestablecidas. Cuando se cumplen las condiciones se genera la operación de un contacto o un cambio asociado a un circuito de control eléctrico.

Relé de distancia: Es un relé cuya respuesta a las cantidades de entrada es principalmente una función de la distancia eléctrica del circuito entre la ubicación del relé y el punto de falla. Para hacerlo utiliza la relación Tensión/Corriente en el punto de instalación del relé.

Seguridad: Probabilidad de no tener una operación indeseada. La seguridad tiende a ser afín con la estabilidad y la selectividad pero compromete la fiabilidad.

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia.

Señal de aceleración: Corresponde a una señal lógica que es utilizada para suprimir la temporización intencional de un dispositivo. Las señales de aceleración son empleadas generalmente en esquemas de protección coordinados de líneas de transmisión, para generar el disparo inmediato del interruptor local cuando el sistema de protección del extremo remoto ha determinado que la falla se encuentra dentro de la zona protegida por el sistema coordinado.

Sistema de control: Conjunto de dispositivos que operan de acuerdo con condiciones prestablecidas y se emplean para realizar el manejo y supervisión de todos los equipos, dispositivos y sistemas instalados en la subestación.

Sistema de protección: Conjunto de dispositivos que operan siguiendo condiciones prestablecidas para proteger los circuitos, sistemas y dispositivos instalados en una subestación.

Sistemas secundarios: Sistemas utilizados en la subestación para ejecutar el control, la protección, las comunicaciones y el suministro de servicios auxiliares.

Supervisión: Función en la cual todas las indicaciones de estado de la subestación y equipos asociados se administran en una o varias estaciones maestras.

Transformadores de instrumentación: Dispositivos de monitoreo que censan, por medio de un acople inductivo, capacitivo u óptico, el cambio de estado de los parámetros de tensión y corriente del sistema.

Perturbación: Es el cambio no programado de las condiciones normales o estables de operación de todo equipo o elemento sobre el cual se tenga un interés particular respecto a la operación.

Registrador secuencial de eventos (Sequence Of Events, SOE): Es un sistema que vigila y registra el estado de eventos discretos tales como la posición abierta o cerrada de un interruptor, o la activación o desactivación de una alarma o protección. Además de la información binaria. Estos registradores indican el tiempo absoluto o relativo de la ocurrencia de los eventos observados.

Registrador de fallas: Es un dispositivo que guarda en memoria, a través de registros, las magnitudes de diferentes variables del sistema como tensiones y corrientes durante un tiempo determinado, luego de recibida una señal de arranque (corriente, tensión, frecuencia). Cada registrador posee un ancho de banda y un rango dinámico que dicta la calidad de las observaciones. Las señales pueden ser registradas para vigilancia de cambios transitorios en el sistema, incluidos componentes de alta frecuencia, o para observación de fenómenos de larga duración, tales como oscilaciones de potencia.

RTU: Dispositivo basado en microprocesadores, el cual permite obtener señales independientes de los procesos y enviar la información a un sitio remoto donde se procese.

Zona de protección: Segmento de un sistema de potencia en el cual la ocurrencia de unas condiciones anormales hace que un relé de protección opere.

Resumen

Este proyecto pretende mostrar el procedimiento para obtener archivos de prueba de inyección digital (COMTRADE) para la función de protección distancia, esto a partir del software de simulación DIGSILENT PowerFactory. Además, se dará a conocer cómo debe realizarse un análisis frente a una perturbación de la red mediante archivos de formato de almacenamiento estándar COMTRADE, los cuales contienen información acerca de señales analógicas y digitales durante los estados de pre-falla, falla y post-falla ante una perturbación del sistema de potencia.

Así mismo, se hará una comparación de metodologías empleadas para obtener la localización de fallas en la red eléctrica a partir de información de pre-falla, falla y post-falla obtenida a partir de la osciloperturbografía registrada por los elementos de protección, registradores de falla e IED's, empleando herramientas de cálculo computacionales como medio para obtener los resultados.

Copyright © UPB 2016

Palabras clave: COMTRADE, perturbación y osciloperturbografía, IED, falla, inyección digital, señales analógicas, señales digitales.

Abstract

This project intends to show the procedure for obtaining digital files test injection (COMTRADE) for protection distance relays based on simulation software DIGSILENT PowerFactory. Then it will expose how to make an event analysis against a disturbance of the electrical network through standard storage format COMTRADE files, which contain information about analog and digital signals during pre-fault, fault and post-fault states.

Also, there will be a comparison of methodologies used for the estimation of fault location in the electrical network based on pre-fault, fault and post-fault information obtained from the disturbance recorded by the protection system elements, fault recorder and IEDs, using computational tools as a resource for calculating the estimation results.

Keywords: COMTRADE, disturbance, IED, digital fault injection, analog and digital signals.

INTRODUCCIÓN

El sistema de suministro y transporte de Energía Eléctrica debe cumplir con algunas exigencias para prestar un servicio con altos estándares de confiabilidad y seguridad (Ramírez Cataño, 2003).

Las desconexiones forzadas comprometen repetidamente la disponibilidad de los activos llegando a afectar en muchas ocasiones, la continuidad en el suministro de energía.

Dichos sistemas quedarán expuestos a fallas cuyas causas son múltiples, que además de provocar daños severos son muchas veces impredecibles, por lo que es necesario proporcionarle a dichos sistemas los esquemas de protección debidamente calibrados con el fin de minimizar los efectos de las fallas, los tiempos de interrupción y mejorar la continuidad del servicio a los consumidores así como disminuir el número de usuarios afectados.

El objetivo de los sistemas de protección de líneas de transmisión es remover cualquier línea del sistema de potencia que comience a operar de manera anormal para mantener la integridad y estabilidad del sistema de potencia.

Es necesario calificar, evaluar, optimizar y corregir constantemente el funcionamiento de los equipos de protección. El contar con una correcta configuración y parametrización de los elementos de protección beneficia el comportamiento de la red (Cataño Godoy, 2013).

Inicialmente se presentan conceptos introductorios como: generalidades de la función distancia para protección de líneas de transmisión, clasificación de líneas de transmisión cortas, medias

y largas, la transformada discreta de Fourier como algoritmo para tratamiento de señales, teorema de componentes simétricas para simplificar el análisis de sistemas trifásicos desequilibrados y fallas en líneas de transmisión. Posteriormente se desarrolla el proceso de construcción del modelo de red a partir del software de simulación DIGSILENT PowerFactory (DIGSILENT GmbH, 2011a), adicionalmente, se presenta la definición del formato de almacenamiento de señales COMTRADE y se detalla el proceso de obtención de archivos de prueba en formato COMTRADE a partir del software anteriormente mencionado.

Se presenta una recopilación de pruebas recomendadas para relés de protección de línea, particularmente de la función distancia, para luego pasar a realizar una comparación de algunas metodologías empleadas para realizar la localización de fallas a partir de valores de medida en líneas de transmisión, en este capítulo se exponen los resultados obtenidos con las pruebas realizadas y los métodos implementados. Finalmente, se realiza un instructivo de análisis post-operativo de eventos en línea de transmisión.

1. GENERALIDADES

De forma general, se denomina falla o cortocircuito a la conexión accidental, a través de una impedancia, de dos o más puntos del sistema que tienen potenciales diferentes.

Los cortocircuitos se clasifican en varias categorías, según el número de fases implicadas en la falla y según la existencia o no de una conexión a tierra. De esta manera, se pueden distinguir entre fallas serie, simultáneas y paralelas. Las fallas paralelo que son las más usuales, pueden ser: Trifásicas, bifásicas sin contacto a tierra, bifásicas con contacto a tierra y monofásicas.

Las fallas trifásicas se denominan también fallas simétricas, ya que al afectar a las tres fases por igual, el sistema de tensiones y corrientes continúa siendo equilibrado tras la falla. Por el contrario, las fallas monofásicas y bifásicas, con o sin contacto a tierra, afectan de distinta manera a las diferentes fases, por lo que dan lugar a sistemas de tensiones y corrientes desequilibradas, denominándose por este motivo fallas asimétricas en las cuales existe una corriente de desbalance que permite reconocer el comienzo de la falla. Es importante mencionar que los sistemas reales no son perfectamente simétricos, contienen desbalances debido a acoples capacitivos presentes entre fases y entre líneas paralelas lo cual es posible reducirse a partir de transposición de la línea.

1.1. Fallas

Estadísticas internacionales en países con niveles cerámicos moderados indican que para sistemas de potencia (Ramírez, 1991):

- Más del 75 % de las fallas son en las líneas y cables.
- Menos del 15 % ocurren en transformadores de potencia y reactores en derivación.
- Las fallas en barras pueden aparecer hasta en un 7 %.
- Más de un 3 % se puede asociar a condensadores en derivación o serie.

Una distribución típica de fallas tipo derivación en un sistema de alta tensión puede ser:

- Fallas monofásicas, 72 % generalmente causadas por rayo.
- Fallas bifásicas, 22 % muy comunes en zonas contaminadas por salinidad.
- Fallas trifásicas, 6 % aparecen entre otras con el uso de equipos trifásicos (En EAT estas fallas tienen una muy baja probabilidad de ocurrencia).

La simetría total en los sistemas de transmisión es en la práctica más ideal que real pero como el efecto de la asimetría es muy pequeño, con frecuencia se supone un balance, especialmente si las líneas se transponen a lo largo de su trayectoria.

Teóricamente, la componente de secuencia positiva consiste en tres fasores de igual magnitud desfasados uno de otro por una fase de 120° y que tienen la misma secuencia de fase que las fases originales.

La componente de secuencia negativa consisten en tres fasores iguales en magnitud, desplazados en fase uno de otro en 120° y que tienen una secuencia de fase contraria a las fases originales.

La componente de secuencia cero (homopolar) consiste en tres fasores iguales en magnitud y con un desplazamiento de fase cero uno de otro.

Idealmente durante la operación balanceada del sistema únicamente se encuentra presente la componente de secuencia positiva, la presencia de la secuencia negativa y secuencia cero indica una operación desbalanceada de la red.

Todas las cantidades trifásicas en un sistema de potencia pueden ser representadas como la suma de componentes simétricas (Calero, 2004).

A continuación se ilustra el comportamiento en general de tensiones y corrientes de fase, ante una perturbación del sistema. (Anderson, 1995)

1.1.1. Falla Trifásica

Se presenta cuando las tres fases entran en contacto, con caídas de tensión y aumento de corriente similar para las tres fases. En la Ilustración 1 y la Ilustración 2 se aprecia un ejemplo de las

variaciones de corriente ante la presencia de una falla trifásica aislada.

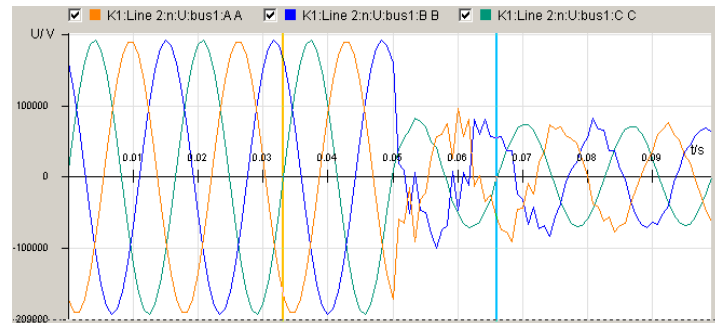


Ilustración 1. Comportamiento de Tensiones de fase ante Falla Trifásica, elaboración propia

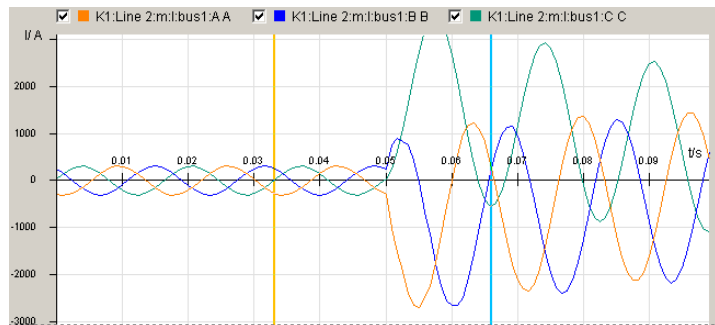


Ilustración 2. Comportamiento de Corrientes de fase ante Falla Trifásica, elaboración propia

1.1.2. Falla Monofásica

Este tipo de falla afecta una sola fase de la línea de transmisión, presentándose un aumento de corriente y caída de tensión en la fase que presenta el problema. Las fallas de alta impedancia no presentan gran variación en la variable corriente de la fase fallada por lo que a veces no se detecta fácilmente ya que pueden ser vistas como un aumento en la demanda de energía del SEP. En contraste las fallas francas presentan un importante aumento de la corriente, lo cual facilita su detección. Las fallas de alta impedancia, son producidas normalmente por árboles, cometas, fuego bajo la línea, flámeos de aisladores, entre otros.

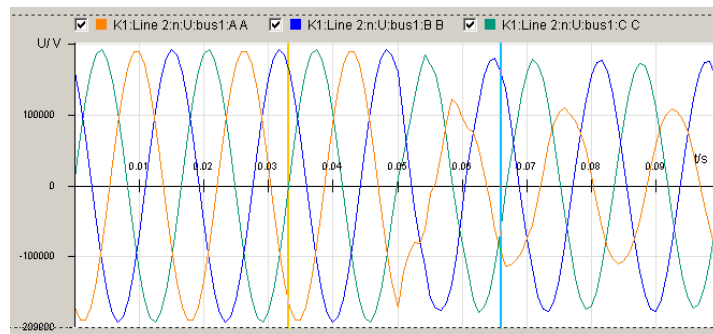


Ilustración 3. Comportamiento de Tensiones de fase ante Falla Monofásica fase A, elaboración propia

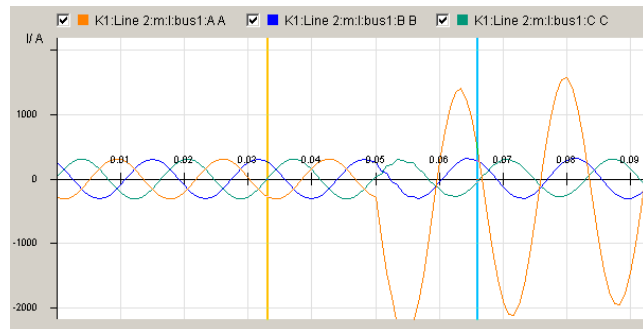


Ilustración 4. Comportamiento de Corrientes de fase ante Falla Monofásica fase A, elaboración propia

1.1.3. Falla Bifásica (Falla Fase – Fase)

Se presenta entre dos fases de forma aislada de la tierra. Este tipo de falla es frecuente cuando se realizan quemas debajo de la línea, lo que ocasiona cambios en la rigidez dieléctrica del aire y en sus propiedades de conducción.

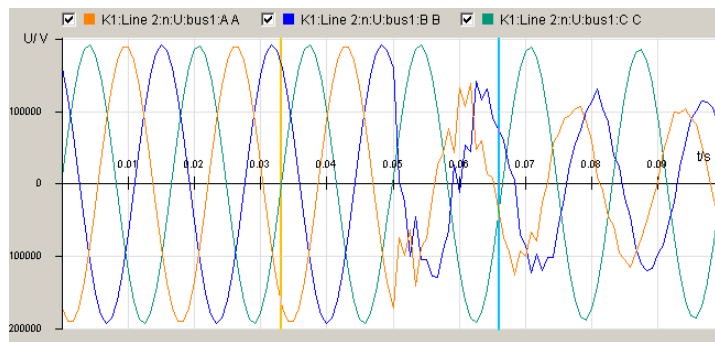


Ilustración 5. Comportamiento de Tensiones de fase ante Falla Bifásica fases AB, elaboración propia

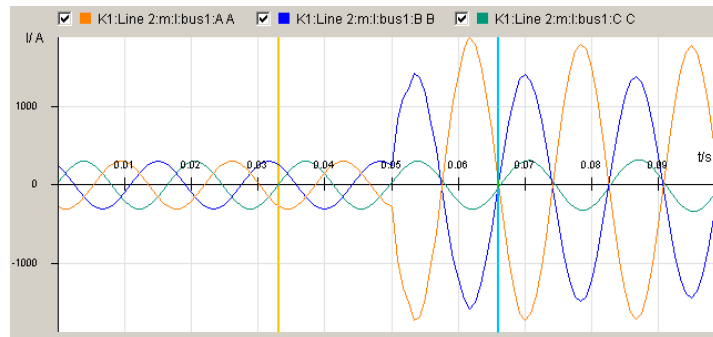


Ilustración 6. Comportamiento de Corrientes de fase ante Falla Bifásica fases AB, elaboración propia

1.1.4. Falla Bifásica a tierra (Dos fases a tierra)

En esta falla se afectan dos fases del sistema eléctrico de potencia, generalmente por la caída de una de las fases, haciendo contacto con otro cable y con un elemento externo que conduce a tierra. Cuando se presenta esta falla aumenta la corriente en ambas fases y disminuye la tensión.

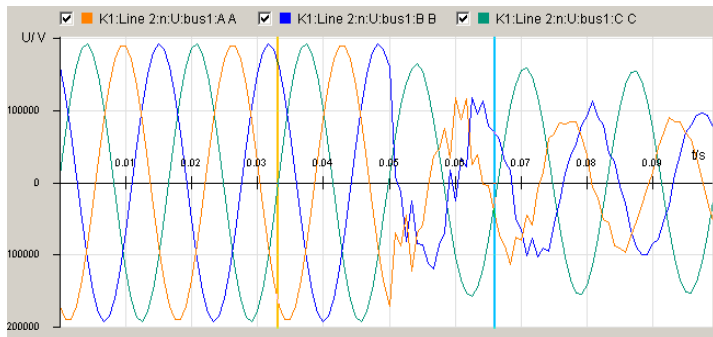


Ilustración 7. Comportamiento de Tensiones e fase ante Falla Bifásica a tierra fases AB-T, elaboración propia

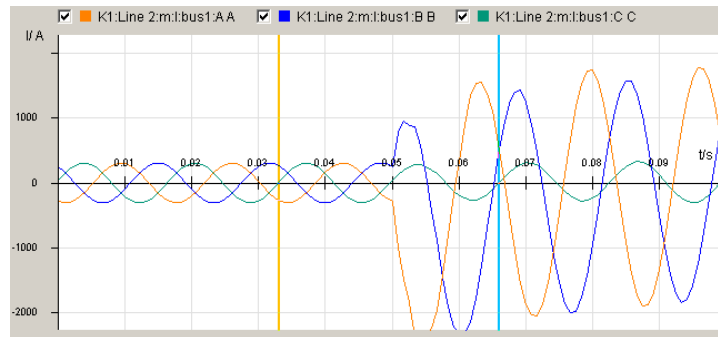


Ilustración 8. Comportamiento de Corrientes de fase ante Falla Bifásica a tierra fases AB-T, elaboración propia

1.2. Clasificación de líneas

Dependiente de la longitud de la línea, esta se suele clasificar en tres tipos (Cardona Correa, 2004):

- Línea corta: Menos de 80km de longitud.
- Línea media: Entre 80 y 240km de longitud.
- Línea larga: Más de 240km.

Para casos donde no se requiere mucha precisión, líneas hasta de 300km se podrían considerar de longitud media.

Para líneas de transmisión cortas se puede considerar despreciable el efecto capacitivo, para este caso solo se tendría resistencia e

inductancia, en líneas de transmisión de longitud media es necesario introducir el efecto capacitivo, para este tipo de línea la representación circuital se hace mediante un circuito PI nominal constituido por la impedancia serie y por el efecto capacitivo distribuido en dos partes iguales en los extremos de la línea.

1.3. Tratamiento de señales digitales

La transformada discreta de Fourier (DFT) es un algoritmo matemático para tratamiento de señales digitales que permite obtener a partir de una serie de valores temporales la función correspondiente en el dominio de la frecuencia.

Se emplea la DFT (Discrete Fourier Transform) para determinar las componentes armónicas de las señales temporales de corriente y tensión (Stockham, 1966).

2. CONSTRUCCIÓN DE UNA RED ELÉCTRICA TÍPICA EN DIGSILENT POWER FACTORY

El diseño, construcción y operación del sistema de generación, transporte y distribución de energía eléctrica se realiza con el objetivo de proporcionar el suministro eléctrico con una adecuada calidad y seguridad. Para conseguir estos objetivos es necesario comprender y cuantificar, con la mayor exactitud posible, los fenómenos que afectan a los sistemas eléctricos: descargas atmosféricas, conexión y desconexión por maniobra, transitorio electromecánico, transitorio lento, etc. El análisis del sistema de energía eléctrica y los elementos a considerar para estudios a

partir de modelos de simulación están relacionados con la duración del fenómeno a analizar. De esta forma, los estudios abordan el sistema eléctrico en diferentes condiciones de funcionamiento:

- Condiciones de estado estacionario, bajo las cuales todas las variables y parámetros se consideran constantes durante el periodo de estudio.
- Condiciones transitorias lentas, que se deben a los patrones normales de cambios de topología y las acciones de los controles automáticos (tensión y frecuencia).
- Condiciones transitorias electromecánicas, debido a oscilaciones electromecánicas de las máquinas y las acciones de los sistemas de control primario de tensión y frecuencia.
- Condiciones transitorias electromagnéticas, fenómenos electromagnéticos rápidos, en los cuales es importante considerar la velocidad de propagación del fenómeno y se puede despreciar los fenómenos electromecánicos.

La simulación permite experimentar, interpretar y analizar el estado/respuesta de un sistema a partir de un modelo validado y verificado, permitiendo determinar el comportamiento del sistema ante cambios.

El modelo permite conocer tanto la respuesta del sistema ante condiciones de funcionamiento normal y de fallas, como las

consecuencias sobre los parámetros fundamentales del sistema ante dichas situaciones.

En este capítulo se presenta una descripción detallada para la elaboración de un modelo eléctrico general. Esto con el fin de realizar simulaciones a partir de las cuales se logre representar el comportamiento real de dicho sistema eléctrico y la reproducción de eventos. Así mismo, se determinará el proceso para la construcción de un sistema eléctrico en el software de simulación DIGSILENT (**D**igital **S**imulation and **E**lectrical **N**etwork Program) (DIGSILENT GmbH, 2011a), particularmente como crear el tan empleado en la literatura sistema IEEE de 9 Barras.

Es importante mencionar que esta red de prueba posteriormente será usada para obtener archivos de prueba para la función distancia de relés de protección de líneas de transmisión en formato COMTRADE, formato que posteriormente será descrito en función del análisis de perturbaciones en redes de transmisión; esta red se encuentra disponible en el usuario “Demo” que incluye el software DIGSILENT Power Factory.

A continuación algunas generalidades de DIGSILENT (DIGSILENT GmbH, 2011b):

El software DIGSILENT es una herramienta digital de cálculo iterativo de alta precisión, especializado en estudios de operación de sistemas de potencia y útil en análisis de sistemas industriales, de compañías eléctricas, de sistemas eléctricos comerciales y de distribución.

Dicha herramienta permite analizar, planear, optimizar y simular redes eléctricas, con una interfaz gráfica amigable y con concepto modular que cubre todos los aspectos eléctricos en redes de generación, transmisión, distribución y comercialización a partir de métodos y modelos integrados con alta exactitud y rendimiento.

Algunos de los estudios y simulaciones que se pueden realizar en DIGSILENT son:

- Estudios de estado estacionario de flujos de cargas en operación normal y ante contingencia.
- Determinación del nivel de cortocircuito máximo y mínimo.
- Estudios de estabilidad transitoria.
- Transitorios Electromagnéticos.
- Coordinación de Protecciones.
- Análisis de armónicos.
- Evaluación de Confiabilidad.
- Construcción de dispositivos de control.

DIGSILENT utiliza una base de datos jerárquica, orientada a objetos, esto permite que todos los datos se almacenen dentro de un conjunto jerárquico de carpetas, estas se organizan con el fin de facilitar el uso de las herramientas que ofrece el programa.

Las librerías incluidas en el software incluyen librerías de tipos, librerías operacionales, DPL's y Modelos Dinámicos.

A continuación se iniciará la descripción en detalle para la modelación de la red:

2.1. Información del sistema

La red en estudio está conformada por 3 máquinas síncronas de generación de energía eléctrica, es importante mencionar las facilidades que presenta DIGSILENT Power Factory y la disponibilidad de plantas solares, la capacidad para acceder al sistema de control y lograr un alto nivel de detalle del modelo de los elementos. Además de las 3 unidades de generación mencionadas anteriormente el sistema cuenta con 3 grandes cargas conectadas a una red de energía enmallada a través de 6 líneas y 9 Barras (Subestaciones) (Anderson, Fouad, & Engineers, 2003).

La base del sistema es 100 MVA y el sistema tendrá una frecuencia de operación de 60 Hz.

A continuación se ilustra el sistema eléctrico a analizar:

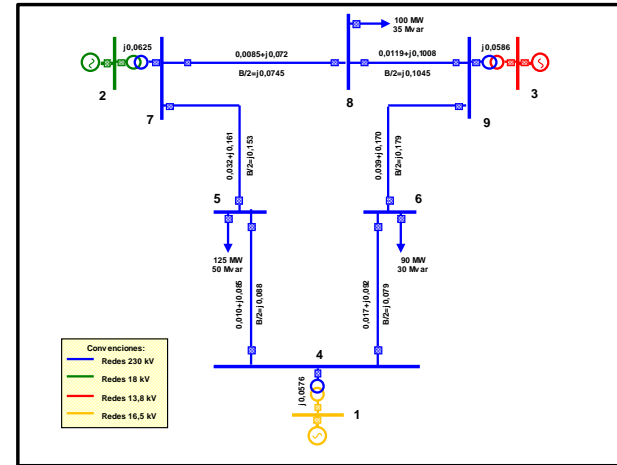


Ilustración 9. Sistema Eléctrico 9 Barras, elaboración propia

Los datos requeridos para los equipos del sistema de potencia son:

En líneas de transmisión se requieren sus parámetros eléctricos, esto es, impedancias de secuencias positiva y cero; el software permite ingresar parámetros físicos tanto de conductores como de disposición de las fases y configuración geométrica de la torre lo que permite el cálculo de los parámetros eléctricos de la línea a partir de parámetros físicos.

Para los transformadores de tensión se requiere conocer datos nominales de placa; tensión nominal, capacidad nominal, número de pasos, grupo de conexión y sus impedancias de cortocircuito.

En equipos de compensación se requiere su capacidad nominal (Mvar), tipo de conexión y tensión nominal.

Algunos equipos más especializados como FACTS, requieren de ciertos programas o módulos específicos que permitan su modelación detallada con los controles correspondientes.

A continuación se presenta información relacionada con las subestaciones del sistema.

- Barras 2 y 3 son barras de generación (PV) con una tensión de 1.025 p.u.
- Barra 1 seleccionada como barra slack con una tensión de 1.04 p.u.
- Barras 5, 6 y 8 son barras de carga (PQ).

Si la información a usar se tiene en p.u. se debe realizar la conversión a valores reales a partir de (1).

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} \quad (1)$$

La siguiente tabla muestra los parámetros para las líneas de transmisión en valores reales.

Tabla 1. Parámetros eléctricos de las líneas

Elemento	Tensión [kV]	Longitud [km]	R [ohm]	X [ohm]	B [uS]
Línea 4-5	230	1	5,290	44,965	332,703
Línea 4-6	230	1	8,993	48,668	298,677
Línea 5-7	230	1	16,928	85,169	578,450
Línea 6-9	230	1	20,631	89,930	676,749
Línea 7-8	230	1	4,497	38,088	281,664
Línea 8-9	230	1	6,295	53,323	395,085

Tener con antelación documentación de que tipos de estudios se realizarán da información acerca de cuáles parámetros se deben ingresar para así obtener un modelo de red que permita acercarse al comportamiento real del sistema.

2.2. Creación del proyecto

Luego de tener la información técnica del sistema se procede a la creación del proyecto con la herramienta de simulación detallando el nombre del proyecto (Tener cuidado al usar caracteres especiales pues pueden desencadenar errores).

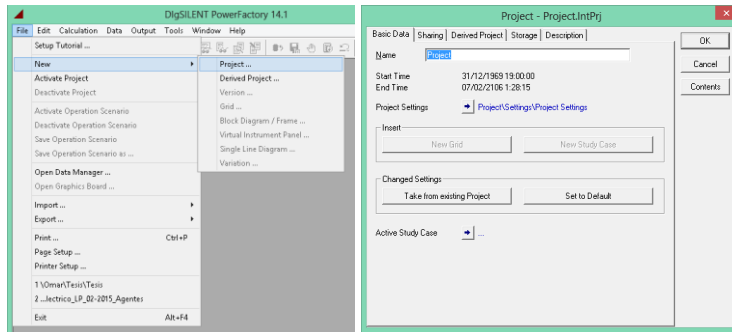


Ilustración 10. Creación del proyecto, elaboración propia.

Se crea un nuevo proyecto partiendo de las pestañas de ayuda que ofrece el software con el nombre que se le dará al proyecto. En seguida se define un caso de estudio y se elige el tiempo de análisis (este tiempo es útil en casos en los que se definan variaciones o proyectos que pueda tener la red los cuales se activan empleando la estampa temporal de tiempo), dicho proyecto necesita al menos una Grid en la cual se encontrarán los datos eléctricos de los elementos (En esta Grid se define la frecuencia nominal del sistema, es importante mencionar que el software DIGSILENT Power Factory configura como valor predeterminado 50 Hz).

Luego el proyecto y el caso de estudio estarán activos automáticamente y posteriormente un diagrama unilineal vacío será mostrado.

A continuación se ilustra el editor gráfico el cual se puede ver en la zona superior del software.

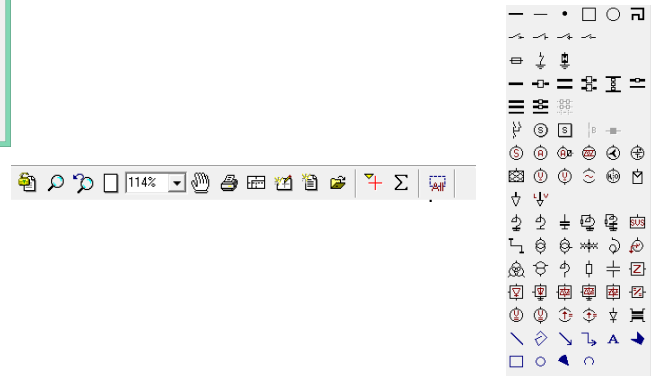


Ilustración 11. Editor gráfico y barra superior, elaboración propia

2.3. Creación del sistema de potencia

2.3.1. Creación de subestaciones con configuración barra sencilla

Existen numerosos arreglos de barras previamente definidos por el software DIGSILENT Power Factory para nuestro caso de estudio se empleará un sistema en barra sencilla.



Ilustración 12. Barrajes disponibles en DIGSILENT, elaboración propia

Se ingresan las 9 barras como fueron definidas anteriormente en la información del sistema.

2.3.2. Creación de elementos de dos o más puntos de conexión



Ilustración 13. Icono de creación transformador bidevanado y línea de transmisión, elaboración propia

Como elementos de dos terminales se usarán transformadores y líneas de transmisión los cuales estarán conectados a las bahías de cada subestación. El sistema en estudio tiene 6 líneas de transmisión y 3 transformadores, para un total de 9 elementos de dos o más terminales que se usarán para el modelo.

Se procede a elegir el transformador bidevanado del editor gráfico. Se conecta en primer lugar el devanado de alta tensión

entre los barrajes. Igualmente se procederá con las líneas de transmisión.

2.3.3. Creación de elementos de un solo punto de conexión

Son aquellos elementos que están conectados a un único terminal: generadores, motores, cargas, equivalentes de red, compensaciones, etc.



Ilustración 14. Icono creación generador síncrono y carga, elaboración propia

La red en estudio tiene 3 máquinas sincrónicas y 3 cargas, las cuales se ingresan a la Grid siguiendo el proceso anteriormente mencionado.

Una vez el diagrama del sistema se encuentra completo, y si sus elementos y la topología indicada en el sistema de estudio se encuentran correctos; el siguiente paso es la edición de parámetros técnicos y operativos de cada elemento.

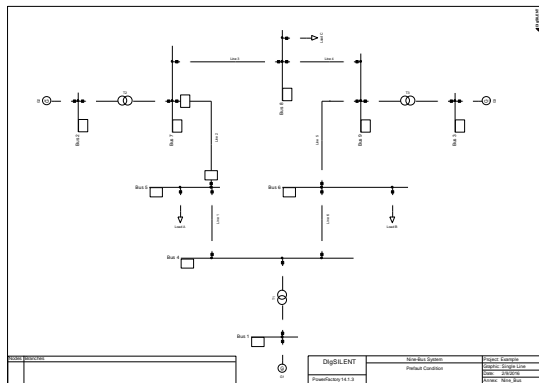


Ilustración 15. Modelo topológico sistema 9 barras, elaboración propia

2.4. Edición de componentes del sistema de potencia

El DIgSILENT Power Factory permite la edición de los elementos accediendo a la ventana de edición de cada elemento a partir del diagrama presionando doble click en el elemento deseado o usando el “Data Manager” en el cual se presenta a manera de base de datos toda la información correspondiente de cada elemento.

Para editar la información de barras, líneas o transformadores, o en general elementos de un terminal o elementos de dos o más terminales se puede acceder presionando doble click en el elemento o accediendo al elemento desde el data manager. En cualquiera de los dos casos se presentarán las pestañas para

ingresar parámetros específicos de cálculo (Datos Básicos, Datos para Flujo de Carga, etc.), el nombre de la terminal, tipo, zona y/o área, etc.

Ingresando manualmente a partir de la Grid:

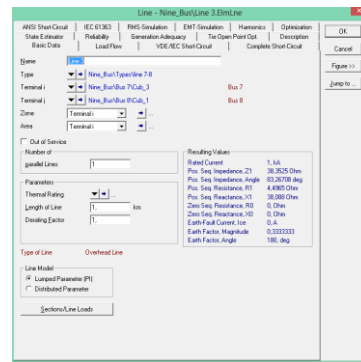


Ilustración 16. Ejemplo ventana de edición de parámetros en una línea de transmisión a partir de la Grid, elaboración propia

Ingresando a partir del Data Manager:

Name	Speed (km/h)	Z1 (Ohm)	phct (deg)	R2 (Ohm)	X2 (Ohm)	R3 (Ohm)	X3 (Ohm)	X0 (Ohm)	I0 (A)	I0 (deg)	Line Couplings
Line 1	1	45.29511	85.24954	4.26	44.26	0	0	0	0	0.3333333	1981
Line 2	1	31.2625	61.24768	4.4905	38.8661	0	0	0	0	0.3333333	1981
Line 3	1	51.61665	61.24768	4.29671	63.21241	0	0	0	0	0.3333333	1981
Line 4	1	52.26635	77.07626	26.6371	65.51	0	0	0	0	0.3333333	1981
Line 5	1	49.47919	78.93692	8.993	48.669	0	0	0	0	0.3333333	1981

Ilustración 17. Ventana de edición de parámetros de los elementos a partir del Data Manager, elaboración propia

Es posible definir los parámetros de varios elementos a partir del Data Manager con un interfaz más eficaz. Pues en forma de hoja de datos la cual permite interacción directa con hojas de cálculo (Microsoft Corporation, 2010).

Cada elemento posee una ventana de edición con parámetros diferentes y es relevante que el analista ingrese los valores adecuados y aquellos necesarios para el tipo de estudio a realizar.

Luego de tener el sistema modelado tanto gráficamente como definidos cada uno de los parámetros tanto eléctricos, topológicos y operativos relevantes para el tipo de estudio a realizar es posible efectuar cada uno de los posibles análisis que ofrece el software de simulación en los cuales se pueden monitorear las diferentes variables eléctricas presentes en la red de transporte de energía.

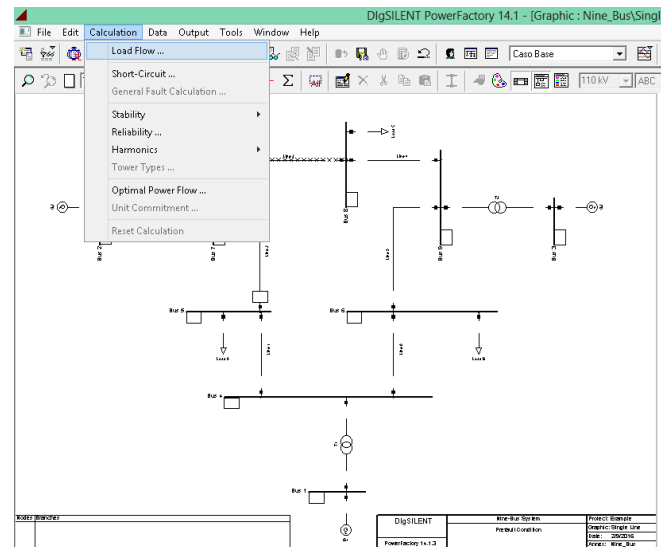


Ilustración 18. Pestaña de cálculo para diferentes estudios, elaboración propia

Cabe resaltar que se deben determinar los parámetros de cálculo para cada uno de los estudios que se vayan a realizar.

3. DESARROLLO Y CARACTERIZACIÓN DE ARCHIVOS DE PRUEBA PARA UN RELÉ DISTANCIA

Los relés de protección son un componente transcendental en el correcto funcionamiento de los sistemas eléctricos de potencia. Durante la vida útil de dichos dispositivos de protección, es necesario analizar, evaluar y caracterizar su desempeño operativo. Además, es necesario realizar pruebas funcionales para detectar errores, desviaciones y anomalías de funcionamiento o parametrización de los elementos de protección.

Para la puesta en servicio de relés de protección para líneas de transmisión, se debe verificar que el desempeño del equipo sea adecuado para cumplir las exigencias del sistema, para esto se requiere realizar pruebas que permitan validar el desempeño previo a la instalación. En ocasiones se hace necesario realizar pruebas posteriores a la puesta en servicio para corregir desviaciones o anomalías por operaciones erróneas o no deseadas.

Una correcta evaluación del desempeño de los relés permite identificar las carencias o debilidades en el desempeño de las funciones de protección. Pruebas mediante las cuales se evalúa la funcionalidad del equipo, simulando y aplicando al relé en amperios y tensiones secundarias las condiciones y señales a las que será sometido el mismo ante una perturbación del sistema. El

relé debe operar/actuar a las simulaciones emitiendo señales y comandos, los cuales se registran, se evalúan y se califican. Los escenarios de prueba de los relés deben cubrir, la gran mayoría de situaciones previsibles del sistema al cual se instalará el relé de protección, además, el modelo eléctrico a partir del cual se realizarán las simulaciones necesarias para las pruebas deben ser un reflejo lo más cercano posible del sistema de potencia real, los ajustes de los relés deben tener en cuenta la potencialidad ofrecida por los fabricantes, la persona a realizar las pruebas debe conocer muy bien tanto el equipo de prueba como el equipo que va a ser sometido a evaluación.

Es importante mencionar que este trabajo se realiza bajo el marco de regulación colombiano regido por el esquema de protección de líneas de transmisión para Colombia, establecido en la resolución CREG 025 de 1995 Código de Redes.

Las pruebas se realizarán a partir de simulaciones que permiten obtener las señales instantáneas de tensiones y corrientes de fase necesarias para las pruebas a partir del archivo en formato COMTRADE (Power System Relay Committee of the IEEE, 1999) para inyección de las respectivas pruebas funcionales del elemento de protección. Así, evaluando la respuesta del dispositivo ante diferentes condiciones permitiendo generar un diagnóstico del mismo y logrando la optimización de sus parámetros de configuración.

Los archivos deben ser generados con una frecuencia de muestreo de 5000 muestras por segundo (5 kHz) para obtener alta fidelidad

de la señal y una óptima lectura por parte del dispositivo de inyección.

Para la mayoría de los estudios de ajuste y coordinación de protecciones (Proyectos nuevos de expansión, Proyectos de renovación de relés, Normalización de ajustes sistema, atención de anomalías, actualización de firmware, etc.) se deben generar archivos COMTRADE para pruebas locales o pruebas END TO END.

Dichos archivos se llevan a cabo a partir de la modelación de un sistema eléctrico para la generación de archivos de prueba, el cual reproduzca las formas de ondas de tensiones y corrientes resultantes en los dos extremos de una línea de transmisión.

A continuación se presenta un diagrama unifilar que ilustra el sistema a evaluar:

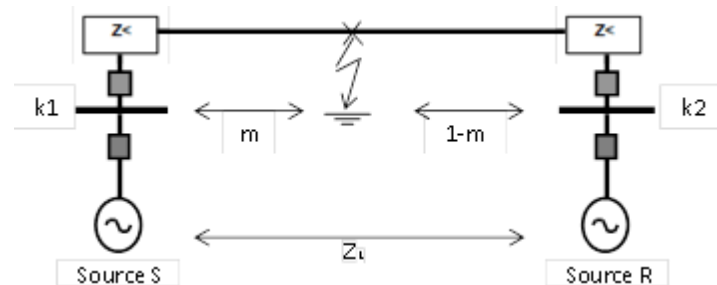


Ilustración 19. Diagrama Unifilar, elaboración propia.

Se presentan los casos de inyección recomendados para verificar la adecuada operación de las funciones de la protección distancia.

Tabla 2. Casos recomendados de prueba

CASO	SITIO DE FALLA	ARCHIVO	FASES FALLADAS	R_{FALLA}	$T_{PREFALLA}$
				(ohmios)	(ms)
1	K1 - K2 1% (adelante)	K1-K2_01	AT	5	500
2	K1 - K2 50% (adelante)	K1-K2_02	BT	5	500
3	K1 - K2 99% (adelante)	K1-K2_03	CT	3	500

CASO	SITIO DE FALLA	ARCHIVO	FASES FALLADAS	R_{FALLA}	$T_{PREFALLA}$
				(ohmios)	(ms)
4	K1 – K2 1%	K1-K2_04	AT	0.1	500
	(atrás)				
5	K1 – K2 101%	K1-K2_05	CT	0.1	500
	(adelante)				
6	K1 – K2 50%	K1-K2_06	AB	5	500
	(adelante)				
7	K1 – K2 50%	K1-K2_07	BCT	5	500
	(adelante)				
8	K1 – K2 1%	K1-K2_08	ABT	5	500
	(adelante)				
9	K1 – K2 99%	K1-K2_09	BCT	3	500
	(adelante)				
10	K1 – K2 1%	K1-K2_10	AT	25	500
	(adelante)				
11	K1 – K2 99%	K1-K2_11	CT	25	500
	(adelante)				
12	K1 – K2 50% (Adelante – falla evolutiva).	K1-K2_12	AT BT	5 5	500

CASO	SITIO DE FALLA	ARCHIVO	FASES FALLADAS	R_{FALLA}	$T_{PREFALLA}$
				(ohmios)	(ms)
	Ver nota 1, nota 2.				

Nota 1: Las fallas evolutivas son fallas que cambian durante el tiempo de permanencia u ocurrencia de las mismas; En este tipo de eventos por la evolución de la falla o por el desarrollo del despeje de la misma, la corriente puede cambiar de sentido en el tiempo, es decir, en un instante la corriente de falla puede circular hacia adelante del relé y en otro instante para el mismo evento la corriente puede cambiar su dirección hacia atrás. El relé debe ser capaz de discriminar el área de influencia de la falla y ser selectivo en la localización y direccionalidad, dado que puede actuar como relé principal en su zona protegida adelante o como respaldo de las zonas adyacentes adelante y atrás.

Nota 2: Caso 12 (Falla evolutiva): Falla monofásica fase A a tierra, se despeja la falla abriendo el polo fallado en ambos extremos de la línea y 200 ms después de la apertura, se produce falla en la fase B a tierra.

Nota 3: La ubicación de la falla para todos los casos se hace respecto al nodo K1.

Para cada uno de los casos de pruebas se debe verificar la operación de la protección, esto implica, señales que se activan o

desactivan (enganchan o desenganchan), señales de comando de disparo y tiempos de respuesta.

Como uno de los aportes centrales del presente trabajo, a continuación se mostrará en detalle el proceso para obtener los archivos de prueba en formato COMTRADE empleando el software de simulación DIgSILENT Power Factory (DIgSILENT GmbH, 2011a) (DIgSILENT GmbH, 2011b) .

Anteriormente se hizo la descripción en detalle del proceso para obtener el modelo. A partir de este se inicia el proceso para obtener los archivos de prueba, para el cual previamente se deben haber ajustado condiciones topológicas del sistema, condiciones operativas requeridas para conseguir un escenario cercano a la realidad del sistema.

Se diseña un modelo en DIgSILENT que permite representar el comportamiento del sistema eléctrico de potencia ante diversas situaciones de falla, mediante los siguientes parámetros:

- Impedancias fuente en ambos extremos de la línea (equivalente de Thévenin) que permite representar el aporte de la totalidad de la red conectada a dicho elemento.
- Corrientes y tensiones existentes en estado estacionario previo a la falla
- Longitud de la línea de transmisión
- Localización de la falla

- Impedancias de falla acorde con el tipo de falla que se presente

Como primer paso se elige el elemento para el cual se harán las pruebas. Es importante evaluar las condiciones del sistema, esto implica la revisión del perfil de tensión, cargabilidad tanto de líneas como de transformadores y unidades de generación. Adicionalmente es importante la revisión de los parámetros definidos del elemento en estudio.

Se accede al menú del elemento presionando click derecho en el elemento ubicado en la Grid para el cual se desarrollarán los archivos de prueba y a continuación se definen las variables a monitorear en dicho elemento.

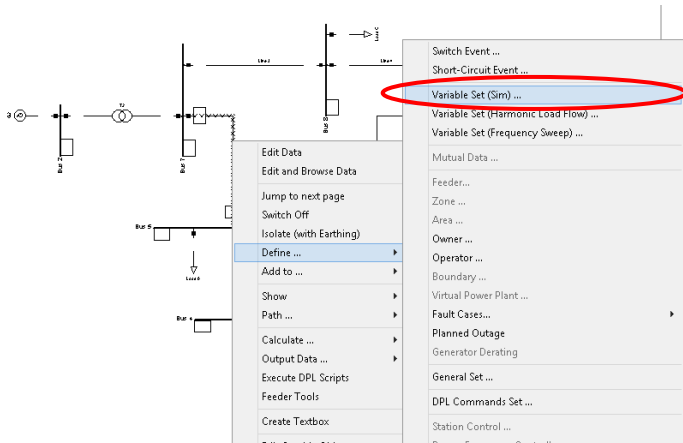


Ilustración 20. Definición de variables a monitorear durante el evento, elaboración propia

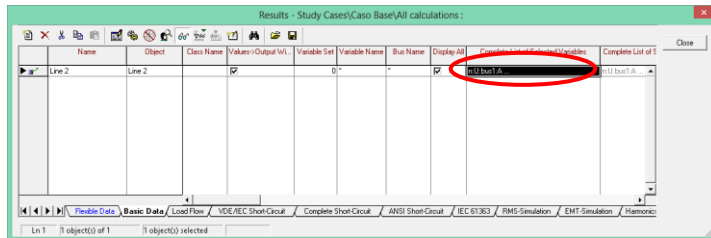


Ilustración 21. Definición de variables a monitorear durante el evento, elaboración propia

En “Complete List of Selected Variables” se procede a buscar las variables a monitorear las cuales posteriormente serán las señales que a partir de un equipo de pruebas se inyectarán en amperios y voltios secundarios al elemento de protección.

En este caso se monitorearán tensiones, corrientes de fase y corriente de desbalance vista desde ambos extremos de la línea.

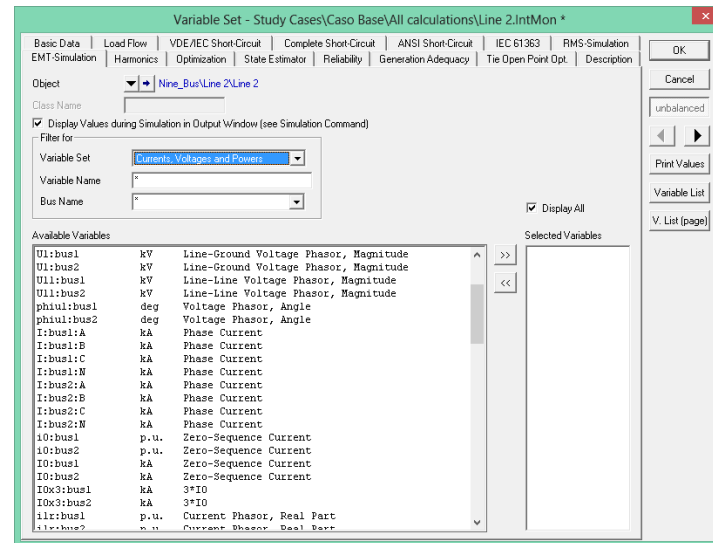


Ilustración 22. Ventana de búsqueda de variables, elaboración propia

El tipo de simulación a realizar será de Transitorio Electromagnético (pestaña EMT Simulation) en el cual se obtendrán los valores instantáneos durante el tiempo deseado de las variables monitoreadas.

Luego se procede a generar la secuencia del evento.

Para lo cual se elegirá un evento de cortocircuito en el tiempo deseado sobre la línea en la cual previamente se definieron variables a monitorear.

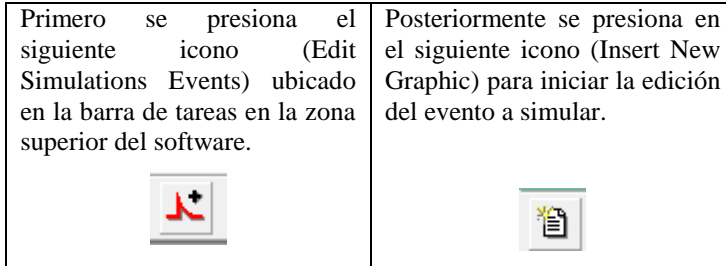


Ilustración 23. Secuencia del evento, elaboración propia

Luego se procede a elegir el tipo de evento que se realizará. Como se ilustra a continuación.

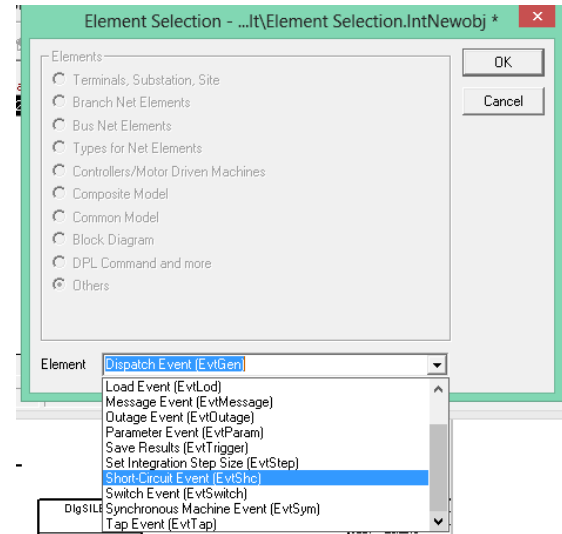


Ilustración 24. Tipo de evento, elaboración propia

Luego de esto, presionando doble click en la siguiente casilla se elegirán los parámetros del evento. Esto será:

- Tiempo de ejecución
- Objeto en el cual se realizará el evento.
- Para el caso de un evento de cortocircuito se elige el tipo de falla a simular y su impedancia de falla.

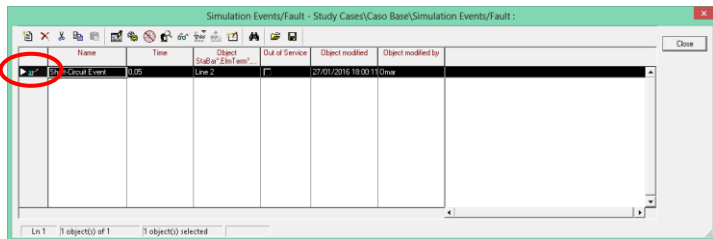


Ilustración 25. Casilla de selección parámetros de evento, elaboración propia

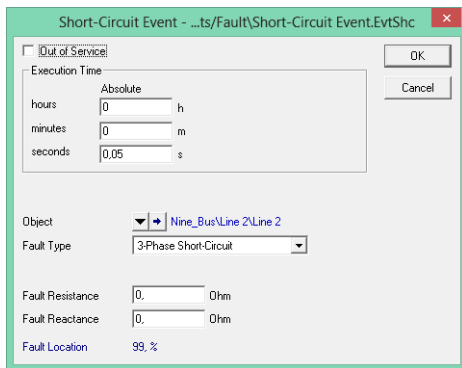


Ilustración 26. Parámetros del evento, elaboración propia

Al elegir el objeto es primordial habilitar la casilla “Short Circuit at Line” y definir el porcentaje al cual se hará la falla.

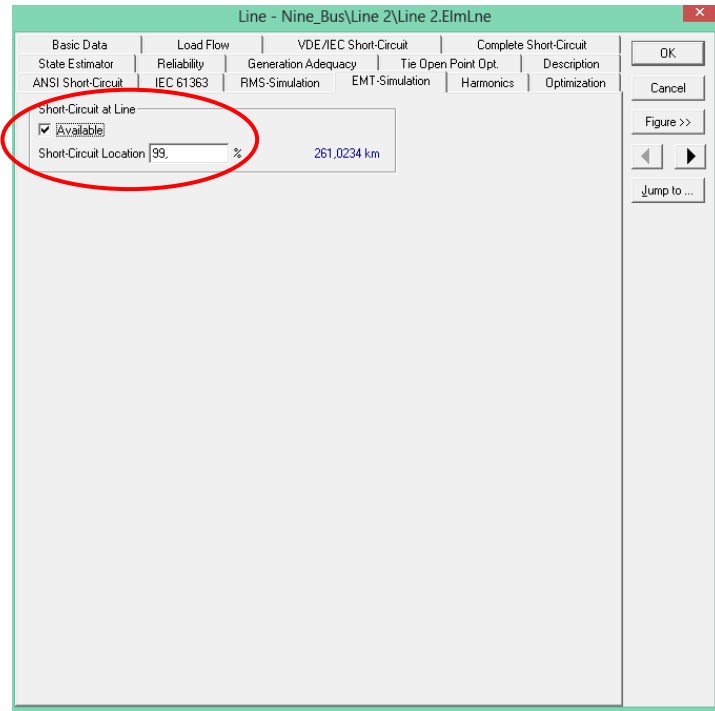


Ilustración 27. Localización de la falla y habilitación de evento, elaboración propia

Luego de tener el/los eventos y las variables que se monitorearán definidas, se continua creando las páginas en las cuales se graficarán las variables previamente elegidas. Haciendo click derecho en la siguiente pestaña y eligiendo “Create New Page”

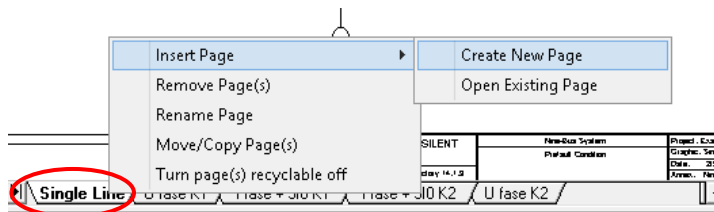


Ilustración 28. Crear nueva página, elaboración propia

Para el cual se despliegan las siguientes opciones. En este cuadro se elige la opción “Virtual Instrument Panel”.

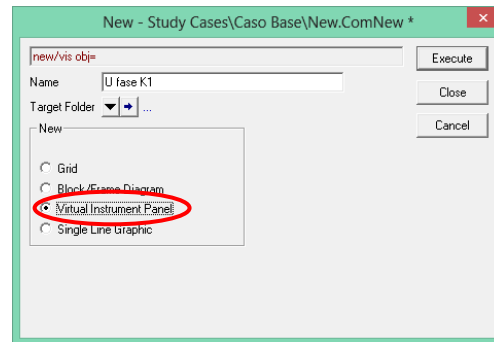


Ilustración 29. Elección tipo de página, elaboración propia

Luego de abrir la página creada, en el cuadro en blanco se presiona click derecho desplegando las siguientes opciones para lo cual se elegirá “Subplot” del Menú “Create VI”.

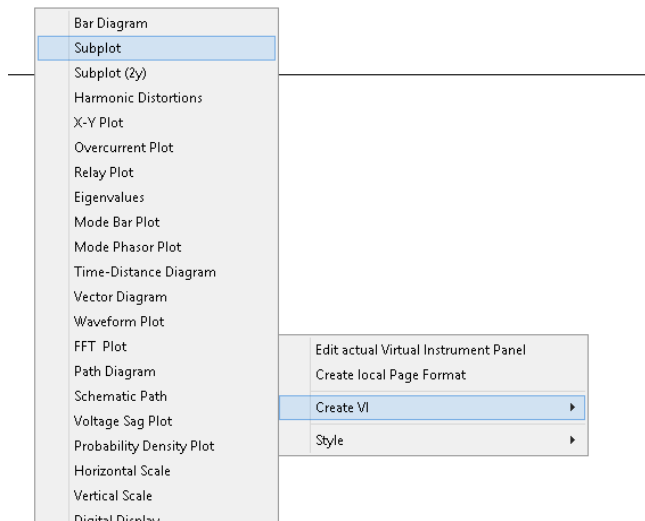


Ilustración 30. Tipo de gráfico, elaboración propia

Luego se mostrará una cuadrícula. En ésta se presionará doble click en la cuadrícula.

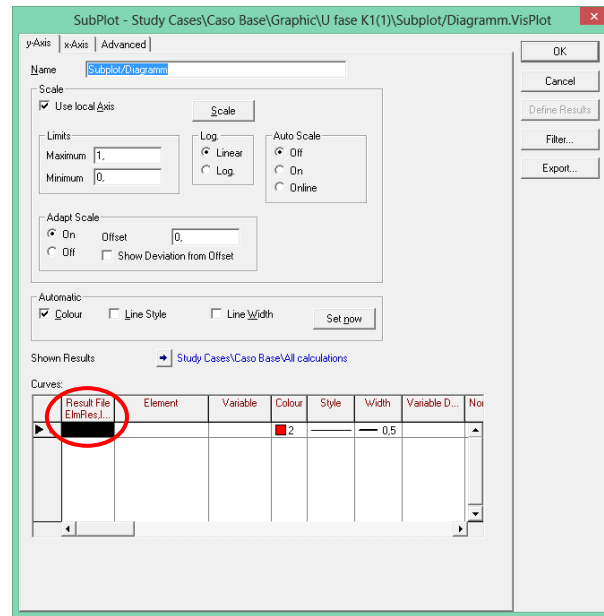


Ilustración 31. Caja de resultados, elaboración propia

En el siguiente paso se eligen las curvas a graficar en el panel.

Inicialmente se elige presionando doble click en la casilla “Result Files” la caja de resultados en la cual se guardarán el valor instantáneo de las variables previamente definidas.

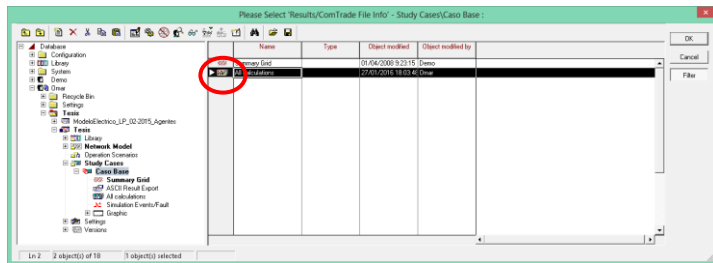


Ilustración 32. Selección caja de resultados, elaboración propia

Luego se elige el elemento con las variables a monitorear previamente definidas.

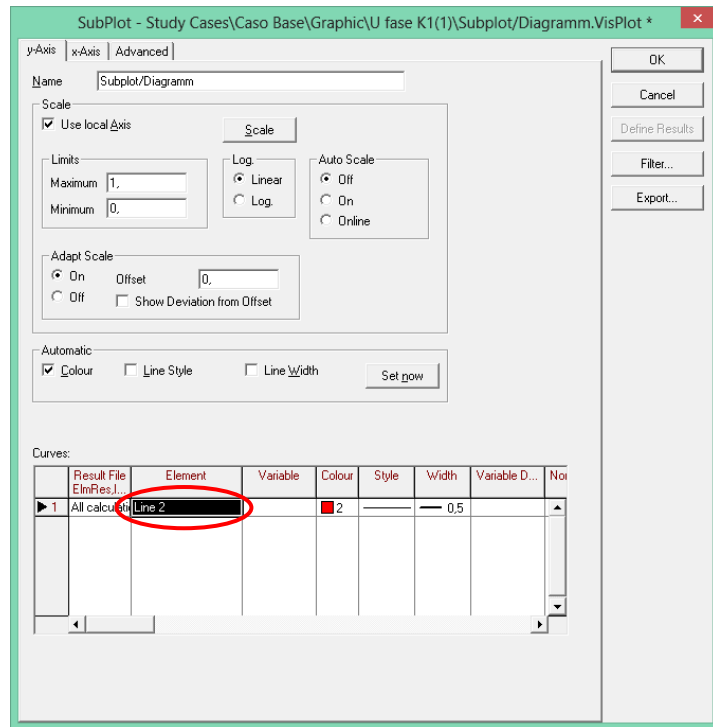


Ilustración 33. Selección de elemento con variables a monitorear previamente definidas, elaboración propia

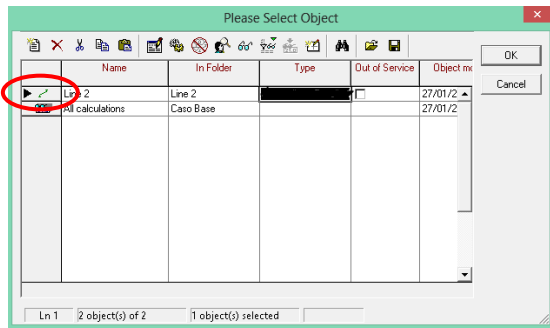


Ilustración 34. Selección de elemento con variables a monitorear previamente definidas, elaboración propia

Luego de presionar “OK”, en la casilla “Variable”, se seleccionan las variables que se desean graficar en esta cuadrícula.

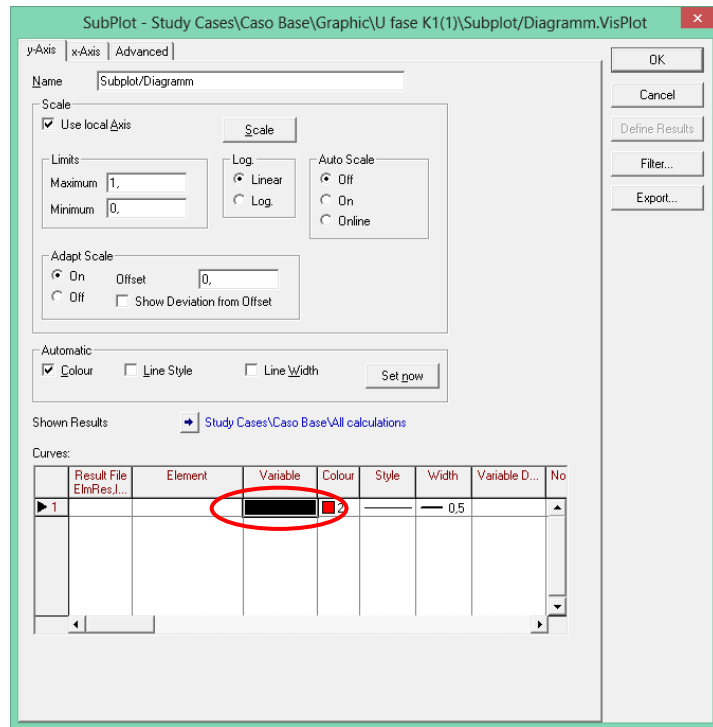


Ilustración 35. Selección de variables, elaboración propia

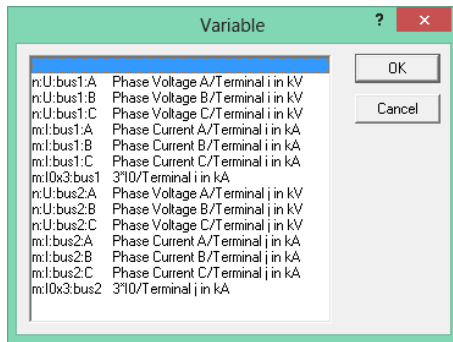


Ilustración 36. Selección de variables, elaboración propia

Este proceso es fácilmente replicable para obtener las variables de tensiones de fase, corrientes de fase y corriente de desbalance (3IO) en gráficos independientes que permitan una mejor visualización de las señales.

Luego de este proceso se procede a configurar los parámetros de la simulación. Para esto se selecciona el siguiente icono (Calculate Initial Conditions).



Ilustración 37. Icono para Condiciones Iniciales de la simulación, elaboración propia

En este se seleccionan valores instantáneos, se elige la caja con la secuencia de eventos previamente definida y la caja de resultados en la cual se guardarán las variables. Adicionalmente en esta ventana eligiendo la pestaña “Step Sizes” es posible editar los pasos de integración y el tiempo en el cual inicia la simulación como se ilustra en la siguiente figura.

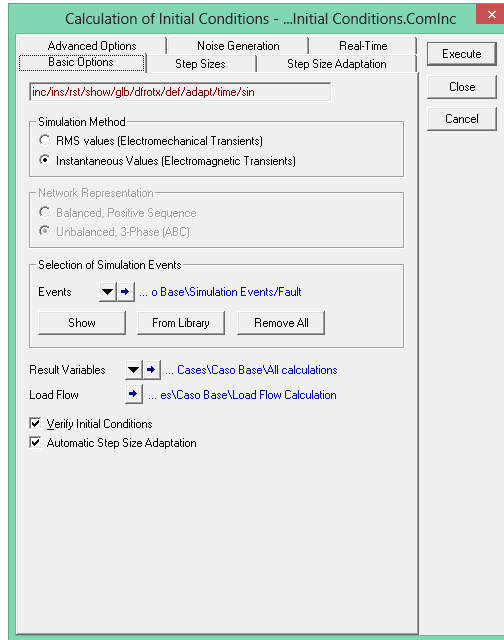


Ilustración 38. Parámetros para cálculo de condiciones iniciales, elaboración propia

Se ejecuta para así luego pasar a correr la simulación partiendo del icono “Start Simulation”.



Ilustración 39. Icono para correr simulación, elaboración propia

En este se despliega la ventana para correr la simulación para la cual podemos editar el tiempo total de simulación y se procede a ejecutar la simulación.

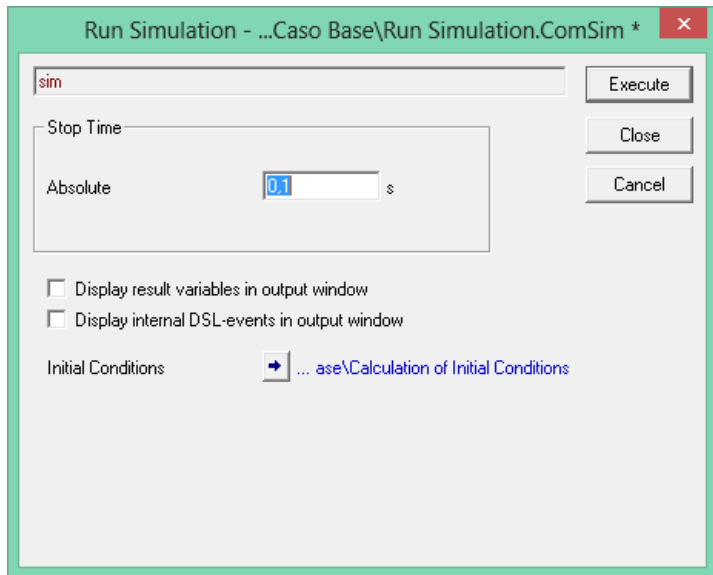


Ilustración 40. Ventana ejecución de simulación, elaboración propia

Al ejecutar la simulación se obtiene el valor instantáneo de las variables monitoreadas desde ambos extremos de la línea, en este caso se monitorean corrientes de fase, corriente de desbalance 3I0 y tensiones de fase.

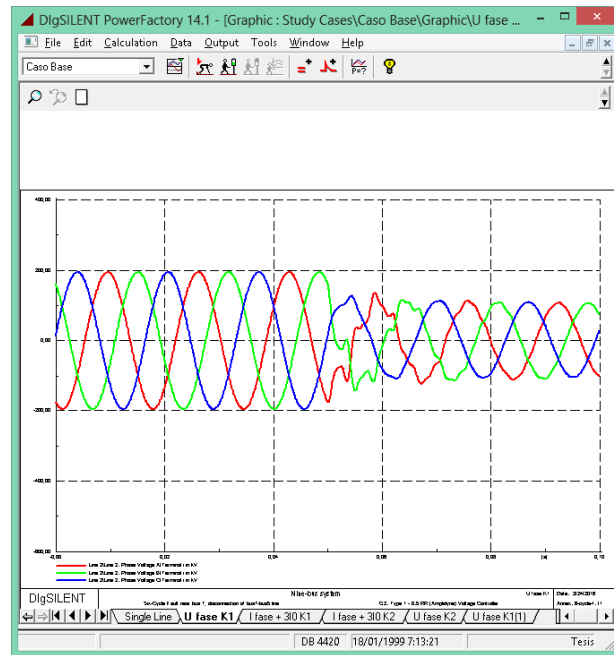


Ilustración 41. Gráfico Obtenido de variables de tensión instantáneas, elaboración propia

A partir de estos gráficos, presionando doble click sobre el gráfico es posible exportar las variables deseadas en formato COMTRADE.

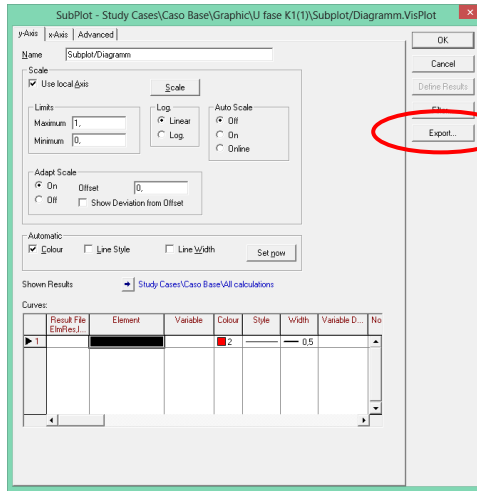


Ilustración 42. Exportación de datos, elaboración propia

4. DEFINICIÓN FORMATO COMTRADE ENFOCADO EN ANÁLISIS POST-OPERATIVO DE PERTURBACIONES EN LA RED ELÉCTRICA

Este estándar define un formato común para almacenamiento y manejo de datos transitorios obtenidos desde IED's y otros dispositivos registradores, facilitando la reconstrucción de la

secuencia de eventos durante perturbaciones del sistema eléctrico (Power System Relay Committee of the IEEE, 1999).

Los estándares que definen el Formato COMTRADE son:

IEEE Std C37.111-1991 (Modificaciones en el 97 y 98)

IEEE Std C37.111-1999

IEEE Std C37.111-2013

Cada registro COMTRADE está compuesto de un conjunto de 4 archivos., los cuales contienen diferente información.

Los 4 archivos son:

*.**cfg** Archivo de Configuración.

*.**dat** Archivo de Datos, muestreo.

*.**hdr** Archivo de Encabezamiento, comentarios sobre el registro, opcional.

*.**inf** Archivo de Información adicional, opcional.

Todos los archivos que constituyen el registro COMTRADE deben tener el mismo nombre únicamente diferenciándose en la extensión la cual define el tipo de archivo.

Los archivos de extensión .CFG y .DAT constituyen la información base para el análisis de estudios de falla, por lo que su entrega es de carácter obligatorio.

Archivo de Configuración (extensión .CFG): archivo cuyo contenido proporciona la información necesaria para que el Usuario o un software de computadora pueda leer e interpretar los registros de datos correspondientes. Incluye información como:

- Datos de la subestación en la cual se registra el evento.
- Número de identificación del dispositivo registrador.
- Versión del archivo COMTRADE.
- Información del elemento registrador.
- Frecuencia de muestreo.
- Número de Canales (Analógicas y Digitales).
- Unidades del canal.
- Escala de representación de las señales (Factor de conversión).
- Frecuencia de operación del sistema.

Archivo de Datos (extensión .DAT): Este archivo debe tener el mismo nombre del archivo de configuración. Cuyo contenido son los valores de datos que representan a escala el evento muestreado. Incluye información como:

- Número de la muestra.
- Estampa de tiempo.

- Valores que toman las muestras analógicas o digitales en determinado instante de tiempo.

Es posible disponer de la información a partir de un software de visualización de archivos COMTRADE, por ejemplo SIGRA, incluido en el DIGSI, software de interacción para dispositivos SIEMENS (Siemens AG, n.d.). En este software las variables puedan ser representadas en diagramas en función del tiempo, diagramas vectoriales, diagramas circulares y análisis de armónicos a partir de tratamiento de señales digitales. Adicionalmente, es posible ver la información en forma de tabla de datos. El software mencionado permite obtener valores de secuencia de las señales analógicas, además, tiene la capacidad de sincronizar dos registros obtenidos por dispositivos diferentes.

A continuación se listan algunas recomendaciones para la configuración de registros oscilográficos:

- La frecuencia de muestreo deberá ser de no menos de 16 muestras por ciclo para obtener alta fidelidad (mayor resolución) de la señal a partir de una frecuencia de muestreo.
- La estampa de tiempo se deberá adquirir mediante GPS conectado al terminal RTU local u otro dispositivo de sincronización GPS.
- Tiempo de prefalla: Por lo menos 20 ciclos.
- Señales analógicas: Corrientes y tensiones por cada fase, y residual donde corresponda.

- Señales binarias: Deberán estar identificadas individualmente.
- Magnitudes monitoreadas: Deberán ser registradas en la oscilografía en valores primarios.

Es importante estandarizar la configuración de registros oscilográficos de fallas utilizando el formato COMTRADE, su finalidad es facilitar el manejo de antecedentes y análisis de la información asociada al evento de falla. Con ello, se podrá contar con una estructura común de dichos registros, acelerando los análisis de fallas y la detección de problemas, para la generación de propuestas de solución mediante lecciones aprendidas.

Tabla 3. Descripción Archivo .CFG

Archivo .CFG	
station_name,rec_dev_id,rev_year	<ul style="list-style-type: none"> - station_name : Nombre de la subestación - rec_dev_id : Número de identificación del dispositivo registrador - rev_year : Versión del archivo COMTRADE
TT,##A,##D	<ul style="list-style-type: none"> - TT : Números de canales - ##A : Número de canales analógicos - ##D : Número de canales digitales
An,ch_id,ph,ccbm,uu,a,b,skew,min,max,prima	<ul style="list-style-type: none"> - An: Numero indicador de canal.

ry,secondary,PS	<ul style="list-style-type: none"> - ch_id: Identificador del canal. - ph: Identificación de fase de canal. - ccbm: Componente monitoreado. - uu: Unidades del canal. - a: Multiplicador del canal - b: Offset (compensación) del canal. - skew: Desviación del tiempo - min: Valor mínimo - max: Valor máximo - primary: Tensión o corriente primario - secondary: Tensión o corriente secundario - PS: Datos en valores primarios o secundarios
Dn,ch_id,ph,ccbm,y	<ul style="list-style-type: none"> - Dn: Numero indicador de canal - ch_id: Identificador del canal. - ph: Identificación de fase de canal. - ccbm: Componente monitoreado - y: Estado normal del canal.
Lf	<ul style="list-style-type: none"> - lf: Frecuencia nominal
Nrates	<ul style="list-style-type: none"> - nrates: Numero de muestras en el registro
samp,endsamp	<ul style="list-style-type: none"> - samp: Tasa de muestreo - endsamp: Numero de muestras
dd/mm/yyyy,hh:mm:ss.	<ul style="list-style-type: none"> - Tiempo de la primera muestra

SSSSSS	en el registro
dd/mm/yyyy,hh:mm:ss. SSSSSS	- Tiempo de disparo:
Ft	- ft: Tipo de archive (ASCII o BINARY)
Timemult	- timemult: Factor multiplicador de la estampa de tiempo

Tabla 4. Descripción Archivo .DAT

Archivo .DAT	
5, 667, -760, 1274, 72, 61, -140, -502,0,0,0,0,1,1	<ul style="list-style-type: none"> - Número de muestra - Estampa de tiempo - Canales analógicos - Canales Digitales

A continuación, a modo de ejemplo se ilustra un archivo de texto plano tanto para él .CFG como para él .DAT el cual solo contienen información analógica (información contenida por archivo de simulación de elaboración propia):

```

DIGISILENT PowerFactory, 14010300, 2000
14, 14A, 000
1, Line 2:n:U:bus1:A,A,,kV,0.010000000,-810.538696,0.000000,62269,99998,1,1,P
2, Line 2:n:U:bus1:B,B,,kV,0.010000000,-810.894836,0.000000,62084,99998,1,1,P
3, Line 2:n:U:bus1:C,C,,kV,0.010000000,-810.063538,0.000000,62249,99998,1,1,P
4, Line 2:m:I:bus1:A,A,,kA,0.00010000000,-7.167909,0.000000,39968,99998,1,1,P
5, Line 2:m:I:bus1:B,B,,kA,0.00010000000,-7.179243,0.000000,47298,99998,1,1,P
6, Line 2:m:I:bus1:C,C,,kA,0.00010000000,-0.558886,0.000000,10207,99998,1,1,P
7, Line 2:m:I0x3:bus1,,kA,0.0000000000000100000000,-0.00000000005116741,0.000000
8, Line 2:n:U:bus2:A,A,,kV,0.010000000,-810.716431,0.000000,62314,99998,1,1,P
9, Line 2:n:U:bus2:B,B,,kV,0.010000000,-811.136902,0.000000,62133,99998,1,1,P
10, Line 2:n:U:bus2:C,C,,kV,0.010000000,-810.388062,0.000000,62293,99998,1,1,P
11, Line 2:m:I:bus2:A,A,,kA,0.00010000000,-8.489287,0.000000,65794,99998,1,1,P
12, Line 2:m:I:bus2:B,B,,kA,0.00010000000,-7.698462,0.000000,57646,99998,1,1,P
13, Line 2:m:I:bus2:C,C,,kA,0.000010000000,-0.542814,0.000000,10085,99998,1,1,P
14, Line 2:m:I0x3:bus2,,kA,0.0000000000000100000000,0.00000000001968258,0.000000
60
1
1200.000000, 120
25/01/2016, 17:54:15.000000
25/01/2016, 17:54:15.000000
ASCII
1.000000

```

Ilustración 43. Archivo .CFG, elaboración propia

```

Prueba_Tesis_FallaAB_1%_Rfallo0%.LineaCorta.dat: Bloc de notas
Archivo Edición Formato Ver Ayuda
0000000001,0000000000,064985,097928,000236,068658,075573,048295,051167,065064,06
0000000002,0000000833,062634,094372,086144,067997,074984,060000,048569,062693,06
0000000003,0000001667,062082,089519,091548,067695,074083,072822,044047,062117,06
0000000004,0000002500,063390,083841,095919,067785,072958,083181,042326,063401,06
0000000005,0000003333,066426,077894,098829,068255,071719,090868,046326,066412,07
0000000006,0000004167,070893,072261,099996,069960,076487,095134,050348,070857,07
0000000007,0000005000,076355,067490,099297,070122,069305,095540,051115,076309,06
0000000008,0000005833,082271,064081,096797,071335,068521,092040,052753,082210,06
0000000009,0000006667,088076,062279,092794,072583,067966,085100,042259,088013,06
0000000010,0000007500,093170,062383,087597,073730,067802,075199,042769,093113,06
0000000011,0000008333,097112,064262,081776,074698,068815,063470,042773,097069,06
0000000012,0000009167,099413,067849,075888,075349,068612,050991,036521,099389,06
0000000013,0000010000,099998,072674,070478,076557,069506,038970,046419,099998,06
0000000014,0000010833,098643,078351,066156,075557,070633,028702,059578,098669,06
0000000015,0000011667,095648,084275,063227,075095,071866,020988,056767,095698,06
0000000016,0000012500,091194,089902,062054,074293,073096,016715,059937,091265,06
0000000017,0000013333,085736,094631,062783,073231,074192,016377,051211,085823,06
0000000018,0000014167,079838,089086,065215,072023,075064,019732,049869,079935,06
0000000019,0000015000,074101,099711,069337,070784,075579,026965,046418,074199,06
0000000020,0000015833,069028,099615,074471,069635,075753,036729,043077,069120,06
0000000021,0000016667,065116,097784,080249,068682,075541,048373,044849,065195,06
0000000022,0000017500,062744,094286,086119,060819,074963,060786,050524,062803,06
0000000023,0000018333,062144,089487,091519,067708,074075,072778,050495,062179,06
0000000024,0000019167,063388,083841,095920,067784,072958,083185,064337,063399,06
0000000025,0000020000,066471,077910,098768,086265,071720,090748,059631,066457,07
0000000026,0000020833,070948,072321,099880,069074,076497,094893,069004,070912,07
0000000027,0000021667,076385,067607,099158,070132,069404,095236,067694,076393,06
0000000028,0000022500,082258,064215,096077,071337,068547,091763,068471,082197,06
0000000029,0000023333,087918,062659,092573,072561,069045,084543,069410,087037,06
0000000030,0000024167,093122,062440,087587,073790,067815,075162,063907,093066,06
0000000031,0000025000,096892,064517,081741,074658,068071,063312,071824,096850,06
0000000032,0000025833,099066,068111,075983,075278,068675,051077,070767,099033,06
0000000033,0000026667,099701,072784,070665,075594,069538,039285,068179,099701,06
0000000034,0000027500,098700,078344,066105,075570,070630,028609,069421,098726,06
0000000035,0000028333,095402,084249,063499,075039,071870,021514,065129,095452,06
    
```

Ilustración 44. Archivo .DAT, elaboración propia

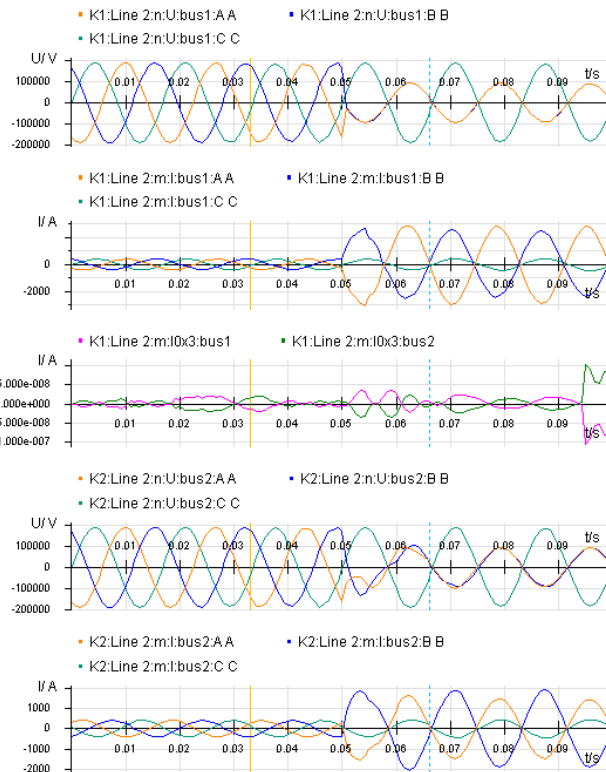


Ilustración 45. Señales Analógicas de Archivo COMTRADE, elaboración propia

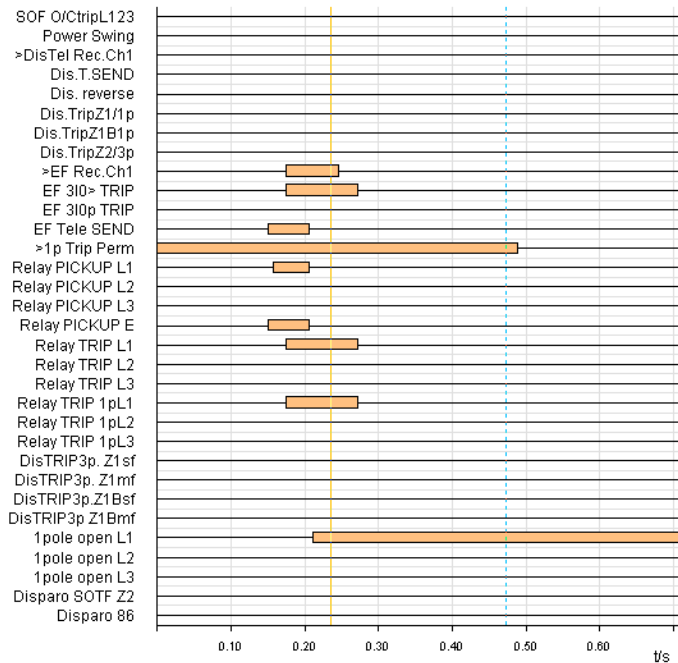


Ilustración 46. Señales Digitales de Archivo COMTRADE, elaboración propia

5. COMPARACIÓN DE METODOLOGÍAS DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

En este capítulo se hará una comparación de diferentes metodologías empleadas en la literatura para calcular la localización de fallas en redes de transmisión. Las pruebas a dichas metodologías se realizaron en el software de simulación DIGSILENT a partir del modelo base de 9 barras (Anderson et al., 2003) empleado principalmente para propósitos investigativos. A este modelo se le adecuaron los parámetros de línea necesarios para lograr comparaciones que permitan simular eventos cercanos a la realidad de un sistema de transmisión de potencia y así concluir respecto a cada metodología.

En capítulos anteriores se detalló el proceso mediante el cual se obtienen los archivos COMTRADE en el software de simulación DIGSILENT, los cuales contienen la información de señales tanto analógicas como digitales prefalla – falla - post falla de la perturbación, de las cuales se obtienen los valores necesarios para realizar los cálculos.

Así mismo, con el apoyo de hojas de cálculo (Microsoft Corporation, 2010) para desarrollo de las metodologías, y empleando información extraída a partir del visor COMTRADE (Siemens AG, n.d.) (Con él se obtienen tanto tensiones y corrientes de fase, y corrientes de desbalance vistos desde ambos extremos de la línea fallada como valores de secuencia necesarios

para el cálculo) se ejecuta la localización de la falla para cada metodología.

Los valores necesarios para realizar los cálculos se obtienen en estado de falla el cual permite una circulación de corriente de desbalance importante (es importante mencionar que durante el comportamiento real de un sistema siempre existe una componente de desbalance debido a diferentes factores, tales como acoples entre fases y entre líneas paralelas que ocasionan desbalances).

Cabe resaltar que algunas metodologías empleadas no tienen en cuenta los acoples capacitivos entre fases porque esto introduce error en el cálculo y, en algunas ocasiones, las líneas presentan grandes desbalances que pueden llegar a ser mejorados mediante transposición de las líneas con el fin de reducir sus acoples entre fases.

Dependiendo de la información disponible del circuito, el tipo de algoritmo de localización de falla puede variar. Esta sección provee un resumen de algunas metodologías empleadas actualmente que pretenden reducir errores debidos a la impedancia de falla y corriente de carga (System, Committee, Power, & Society, 2014).

A continuación se presentan los algoritmos y las metodologías usadas para comparación, tomadas de (Prado-félix et al., 2013):

5.1. Metodologías de localización de fallas en redes de transmisión

5.1.1. Protección Distancia

La protección distancia usa tanto impedancias de secuencia positiva y secuencia cero como tensiones y corrientes medidas para determinar si una falla está dentro de su zona de protección. Un método para obtener una estimación en la localización de una falla monofásica a tierra en la fase A para elementos con característica de operación mho se muestra en la ecuación (1).

$$mAG = \frac{\text{Real}(V_a * V_{pol})}{\text{Real}(Z_{1L} * (I_a + k_0 * IG) * V_{pol})} \quad (1)$$

Dónde:

V_a es el tensión de la fase fallada

V_{pol} es la tensión de polarización (Tensión de secuencia positiva)

I_a es la corriente de la fase fallada

IG es la corriente residual (Corriente de desbalance)

Z_{0L} es la impedancia de secuencia homopolar de la línea

Z_{1L} es la impedancia de secuencia positiva de la línea

K_0 es el factor de compensación de secuencia cero

$$KO = \frac{Z0L - Z1L}{3Z1L} \quad (2)$$

Si el valor de mAG es menor al valor configurado en el relé, el relé declara una falla en la zona y según su respuesta temporal de operación comandará disparo o no a la unidad encargada de despejar la falla.

5.1.2. Localización de falla a partir de información de un solo extremo de la línea fallada

Este método usa tensiones y corrientes de fase así como corriente de secuencia negativa vistos desde un solo extremo de la línea fallada.

$$FL_{AG} = \frac{Imag(Va * I2)}{Imag(Z1L * (Ia + k0 * IG) * I2)} \quad (3)$$

Dónde:

I2 es la corriente de secuencia negativa

La precisión de esta metodología depende de los parámetros eléctricos de la línea, impedancia de falla, homogeneidad del sistema e impedancias mutuas de secuencia cero (Si existen acoples mutuos) (Prado-félix et al., 2014).

5.1.3. Localización de falla a partir de información de ambos extremos de la línea fallada (usando corrientes del extremo remoto)

Este método usa tensiones y corrientes de medida del terminal local y corriente de secuencia negativa del terminal remoto. La ecuación (4) presenta el cálculo para la localización de una falla monofásica a tierra (fase A).

$$FL_{AG} = \frac{Imag(Va * I2T)}{Imag(Z1L * (Ia + k0 * IG) * I2T)} \quad (4)$$

Dónde:

I2T es la suma fasorial de la corriente de secuencia negativa del terminal local con el terminal remoto.

Este método es típicamente usado en relés diferenciales de línea, los cuales tienen acceso a las corrientes del extremo remoto. La precisión de este método se ve afectada debido a errores en los parámetros de secuencia positiva y secuencia homopolar de la línea, sin embargo, es altamente tolerable a la no homogeneidad del sistema y a la impedancia de falla. Si existe acople con líneas paralelas, el valor de impedancia mutuo de secuencia cero afectará la precisión en la estimación (Prado-félix et al., 2014).

5.1.4. Localización de falla a partir de información de ambos extremos de la línea fallada (usando tensiones y corrientes del extremo remoto)

Este método usa tensiones y corrientes tanto del extremo local como el extremo remoto.

$$FL_{AG} = \text{Real} \frac{V2L - V2R + I2R * Z1L}{I2T * Z1L} \quad (5)$$

Donde:

$V2L$ es la tensión de secuencia negativa del extremo local.

$V2R$ e $I2R$ son valores de tensión y corriente de secuencia negativa del extremo remoto, respectivamente.

Un beneficio de este método es la independencia de la impedancia de secuencia cero de la línea.

5.1.5. Localización de falla a partir de información de ambos extremos de la línea fallada (usando valores de secuencia negativa vistos desde ambos extremos de la línea)

Método introducido en 1990, usa valores de secuencia negativa de ambos extremos. No requiere alta precisión en la selección del tipo de falla, tampoco requiere de una sincronización precisa de los datos (Zimmerman & Costello, 2005).

$$|I2R| = \left| \frac{(I2L * Z2L) + m * (I2L * Z2L)}{(Z2R + Z2L) - m * (Z2L)} \right| \quad (6)$$

$$I2L * Z2L = a + jb \quad (7)$$

$$I2L * Z2L = c + jd \quad (8)$$

$$Z2R + Z2L = e + jf \quad (9)$$

$$Z2L = g + jh \quad (10)$$

$$|I2R| = \left| \frac{(a + jb) + m * (c + jd)}{(e + jf) - m * (g + jh)} \right| \quad (11)$$

$$A * m^2 + B * m + C = 0 \quad (12)$$

$$A = |I2R|^2 * (g^2 + h^2) - (c^2 + d^2) \quad (13)$$

$$B = -2 * |I2R|^2 * (e * g + f * h) - 2 * (a * c + b * d) \quad (14)$$

$$C = |I2R|^2 * (e^2 + f^2) - (a^2 + b^2) \quad (15)$$

5.2. Casos de Estudio

A continuación se detalla el modelo topológico empleado para realizar las pruebas de las metodologías para obtener la localización de las fallas para los cuales se evaluaron:

- Falla:
 - Monofásica a tierra
 - Bifásica Aislada
 - Bifásica a tierra
 - Trifásica
- Para:
 - Línea Corta (5,46 km)
 - Línea Media (163 km)
 - Línea Larga (264 km)
 - Impedancia de falla franca (0,1 ohm)
 - Impedancia de falla de valor medio(5 ohm)
 - Alta Impedancia de falla(30 ohm)
 - Falla ubicada al 1% de la longitud de la línea
 - Falla ubicada al 50% de la longitud de la línea
 - Falla ubicada al 99% de la longitud de la línea

Los parámetros eléctricos de las líneas son:

Línea @230 kV de 5,46 km

R1 (ohm): 0,2606058

X1 (ohm): 2,015504

R0 (ohm): 1,042096

X0 (ohm): 5,191205

Línea @230 kV de 163 km

R1 (ohm): 8,847055

X1 (ohm): 77,65205

R0 (ohm): 43,30658

X0 (ohm): 211,2866

Línea @230 kV de 264 km

R1 (ohm): 13,43058

X1 (ohm): 96,14336

R0 (ohm): 112,1552

X0 (ohm): 412,4373

Los resultados obtenidos en la totalidad de las pruebas realizadas se presentan en el Anexo A de este trabajo de grado, permitiendo al lector, generar su propio concepto.

De los resultados obtenidos se logra concluir que las metodologías mencionadas anteriormente tienen una adecuada respuesta para condiciones específicas siendo las metodologías multiterminal (usando información de ambos extremos de la línea) las más precisas y menos sensibles a la introducción de error en el proceso de localización de la falla.

A continuación se presentan algunos de los resultados obtenidos:

Tabla 5. Resultados Falla Monofásica a Tierra – Línea Corta

Línea Corta (Menor a 80 km)					
Falla	Metodo	Rfalla (Ω)	99%		
			Valor Calculado [km]	Valor Esperado [km]	Error [%]
AT	1	0,1	3,250	5,405	39,9%
		5	-12,080		323,5%
		30	-33,640		722,3%
	2	0,1	3,610		33,2%
		5	-1,830		133,9%
		30	46,290		756,4%
	3	0,1	3,850		28,8%
		5	-0,390		107,2%
		30	52,400		869,4%
	4	0,1	5,460		1,0%
		5	5,600		3,6%
		30	5,420		0,3%
	5	0,1	5,530		2,3%
		5	5,600		3,6%
		30	5,420		0,3%

Tabla 6. Resultados Falla Bifásica – Línea Corta

Línea Corta (Menor a 80 km)					
Falla	Metodo	Rfalla (Ω)	99%		
			Valor Calculado [km]	Valor Esperado [km]	Error [%]
AB	1	0	-46,060	5,405	952,1%
	2		70,730		1208,5%
	3		83,000		1435,5%
	4		5,370		0,7%
	5		5,370		0,7%

Tabla 7. Resultados Falla Bifásica a Tierra – Línea Corta

Línea Corta (Menor a 80 km)					
Falla	Metodo	Rfalla (Ω)	99%		
			Valor Calculado [km]	Valor Esperado [km]	Error [%]
ABT	1	0,1	6,71	5,405	24,1%
		5	29,11		438,5%
		30	-415,81		7792,5%
	2	0,1	5,03		6,9%
		5	6,9		27,7%
		30	86,1		1492,9%
	3	0,1	5,06		6,4%
		5	7,75		43,4%
		30	93,62		1632,0%
	4	0,1	5,35		1,0%
		5	5,56		2,9%
		30	5,45		0,8%
	5	0,1	5,34		1,2%
		5	5,56		2,9%
		30	5,45		0,8%

Tabla 8. Resultados Falla Trifásica – Línea Corta

Línea Corta (Menor a 80 km)					
Falla	Metodo	Rfalla (Ω)	99%		
			Valor Calculado [km]	Valor Esperado [km]	Error [%]
ABC	1	0	5,61	5,405	3,8%
					2,3%
	2		5,53		3,0%
					52,8%
	3		5,57		53,0%
	4		2,55		
	5		2,54		

Tabla 9. Resultados Falla Monofásica a Tierra –
Línea Media

Línea Media (Entre 80 - 240 km)					
Falla	Metodo	Rfalla (Ω)	99%		
			Valor Calculado [km]	Valor Esperado [km]	Error [%]
AT	1	0,1	162,060	161,300	0,5%
		5	146,140		9,4%
		30	104,780		35,0%
	2	0,1	162,200		0,6%
		5	147,960		8,3%
		30	177,050		9,8%
	3	0,1	161,940		0,4%
		5	151,960		5,8%
		30	192,050		19,1%
	4	0,1	158,500		1,7%
		5	160,820		0,3%
		30	160,070		0,8%
	5	0,1	158,430		1,8%
		5	160,670		0,4%
		30	160,050		0,8%

Tabla 10. Resultados Falla Bifásica – Línea Media

Línea Media (Entre 80 - 240 km)					
Falla	Metodo	Rfalla (Ω)	99%		
			Valor Calculado [km]	Valor Esperado [km]	Error [%]
AB	1	0	95,630	161,300	40,7%
			271,910		68,6%
	307,160		90,4%		
	160,190		0,7%		
	160,120		0,7%		

Tabla 11. Resultados Falla Bifásica a Tierra – Línea Media

Línea Media (Entre 80 - 240 km)					
Falla	Metodo	Rfalla (Ω)	99%		
			Valor Calculado [km]	Valor Esperado [km]	Error [%]
ABT	1	0,1	153,65	161,300	4,7%
		5	133,76		17,1%
		30	72,97		54,8%
	2	0,1	160,86		0,3%
		5	170,24		5,5%
		30	366,66		127,3%
	3	0,1	161,51		0,1%
		5	173,35		7,5%
		30	418,28		159,3%
	4	0,1	160,13		0,7%
		5	161,63		0,2%
		30	160,25		0,7%
	5	0,1	159,89		0,9%
		5	161,55		0,2%
		30	160,2		0,7%

Tabla 12. Resultados Falla Trifásica – Línea Media

Línea Media (Entre 80 - 240 km)					
Falla	Metodo	Rfalla (Ω)	99%		
			Valor Calculado [km]	Valor Esperado [km]	Error [%]
ABC	1	0	167,31	161,300	3,7%
			160,66		0,4%
	160,89		0,3%		
	109,53		32,1%		
	108,59		32,7%		

Tabla 13. Resultados Falla Monofásica a Tierra –
Línea Larga

Línea Larga (Mayor a 240 km)					
Falla	Metodo	Rfalla (Ω)	99%		
			Valor Calculado [km]	Valor Esperado [km]	Error [%]
AT	1	0,1	285,180	261,023	9,3%
		5	245,280		6,0%
		30	185,380		29,0%
	2	0,1	286,130		9,6%
		5	247,110		5,3%
		30	283,270		8,5%
	3	0,1	284,990		9,2%
		5	252,730		3,2%
		30	304,020		16,5%
	4	0,1	257,820		1,2%
		5	256,890		1,6%
		30	257,380		1,4%
	5	0,1	257,540		1,3%
		5	256,710		1,7%
		30	257,310		1,4%

Tabla 14. Resultados Falla Bifásica – Línea Larga

Línea Larga (Mayor a 240 km)					
Falla	Metodo	Rfalla (Ω)	99%		
			Valor Calculado [km]	Valor Esperado [km]	Error [%]
AB	1	0	169,450	261,023	35,1%
			462,630		77,2%
	519,730		99,1%		
	257,650		1,3%		
	257,590		1,3%		

Tabla 15. Resultados Falla Bifásica a Tierra – Línea Larga

Línea Larga (Mayor a 240 km)					
Falla	Metodo	Rfalla (Ω)	99%		
			Valor Calculado [km]	Valor Esperado [km]	Error [%]
ABT	1	0,1	285,43	261,023	9,4%
		5	241,84		7,3%
		30	143,63		45,0%
	2	0,1	276,95		6,1%
		5	295,15		13,1%
		30	589,43		125,8%
	3	0,1	276,26		5,8%
		5	299,47		14,7%
		30	665,54		155,0%
	4	0,1	271,83		4,1%
		5	258,11		1,1%
		30	256,91		1,6%
	5	0,1	271,93		4,2%
		5	258,26		1,1%
		30	256,86		1,6%

Tabla 16. Resultados Falla Trifásica – Línea Larga

Línea Larga (Mayor a 240 km)					
Falla	Metodo	Rfalla (Ω)	99%		
			Valor Calculado [km]	Valor Esperado [km]	Error [%]
ABC	1	0	289,72	261,023	11,0%
			280,52		7,5%
	2		278,8		6,8%
			3		150,74
	4				149,31
			5		

5.3. Análisis de Métodos

Todas las pruebas se realizan para líneas de 230 kV para las cuales los parámetros eléctricos de la línea fueron tomados de la base de datos de Colombia presentada por XM S.A. E.S.P. (XM S.A. E.S.P., 2015) para estudios de planeamiento.

Se realizó el cálculo del error asociado a cada estimación de la falla, con el cual se tienen en cuenta estimaciones con errores menores al 10%.

De las fallas monofásicas realizadas para líneas cortas, medias y largas, localizaciones de falla diferentes a lo largo de línea e impedancias de falla, se logra identificar una respuesta fiable para los métodos 4 y 5 los cuales tuvieron mejores resultados para líneas medias y largas. En algunos casos obteniendo resultados con alta precisión, errores entre 0,1 y 2 %.

Para las fallas bifásicas aislada, usando una impedancia de falla de 0 ohm los métodos 4 y 5 obtienen valores precisos en la localización de la falla.

Las pruebas realizadas se ejecutan bajo el sistema de 9 barras el cual el software DIGSILENT contiene. A partir del modelo de red usado se simulan las fallas mencionadas anteriormente, de ahí, se monitorean las variables necesarias para el cálculo de la localización de la falla. En este caso dichas variables son, corriente de desbalance (3I0), corrientes y tensiones de fase. Luego a partir de un software especializado para visualización de archivos COMTRADE se obtienen los valores de secuencia necesarios. Teniendo dicha información en conjunto con los parámetros eléctricos y físicos de la línea se logra obtener la estimación del lugar de falla. Es importante mencionar el error que introducen factores como: error en los valores de impedancia de secuencia de la línea en estudio, resistividad del terreno a lo largo de la línea, cargabilidad de la línea. A continuación se ilustran los componentes involucrados en una perturbación (falla monofásica) de un sistema eléctrico.

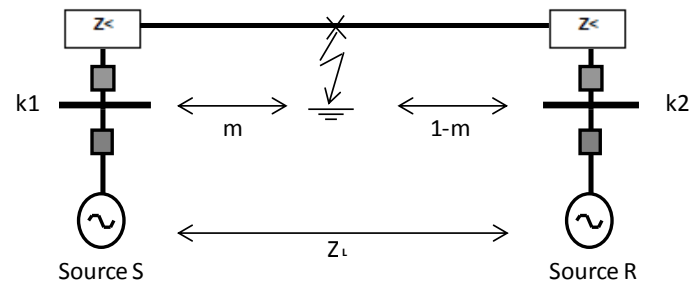


Ilustración 47. Falla - Diagrama unifilar, elaboración propia.

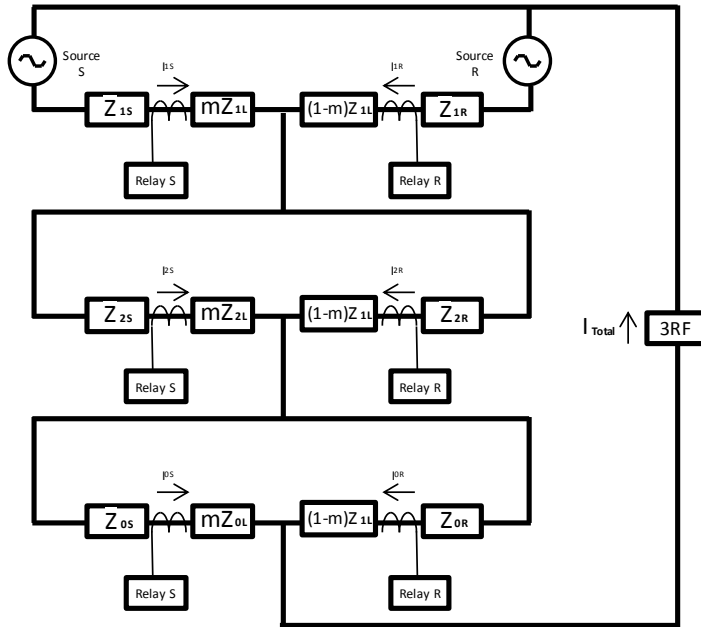


Ilustración 48. Red de secuencia para falla monofásica localizada al $m\%$ de la longitud de la línea. Elaboración propia.

Los resultados alcanzados se obtuvieron a partir de procesamiento de datos en una hoja de cálculo de elaboración propia expuesto en el Anexo B. La siguiente tabla ilustra los valores que se deben ingresar (casillas en azul aguamarina) con sus respectivas unidades para la estimación de la localización de las fallas en cada una de las metodologías empleadas, las casillas en blanco presentan los resultados de la estimación para cada metodología.

Localización de fallas		
Extremo K1	Magnitud	Ángulo (Grados)
Vfas e fallada (V)	45880.0	-1714
Ifas e fallada (A)	186.6	107.8
3I0 (A)	1097.7	-66.1
Vp01 (V)	230440.0	-48.4
I2 (A)	469.2	-4.4
V2 (V)	47587.0	-105.1
ZIL (o hm)	62.0	82.7
ZOL (o hm)	175.2	77.0
Extremo K2	Magnitud	Ángulo (Grados)
Vfas e fallada (V)	44699.0	169.7
Ifas e fallada (A)	907.9	79.4
3I0 (A)	1106.1	-104.1
Vp01 (V)	21890.0	-65.3
I2 (A)	273.3	-56.5
V2 (V)	72065.0	-123.0
ZIL (o hm)	62.0	82.7
ZOL (o hm)	175.2	77.0
Longitud de la línea (km)		
III.6		
Método	Distancia des de Extremo K1 (km)	Distancia des de Extremo K2 (km)
1	471.35	-359.75
2	221.48	-109.88
3	805.40	-693.80
4	107.61	3.99
5	99.84	11.76

De las pruebas realizadas simulando fallas bifásicas a tierra, nuevamente las metodologías que emplean información de ambos extremos de la línea obtienen mejores resultados, conllevando a estimaciones con errores menores al 10 % en la mayoría de los casos.

De la simulación de fallas trifásicas bajo las diferentes condiciones simuladas se logra identificar una muy buena respuesta para las primeras 3 metodologías evaluadas.

Cabe resaltar la imposibilidad de concluir definitivamente acerca de estas metodologías. Este trabajo presenta una comparación que puede servir como referencia para trabajos futuros.

Los ingenieros especializados calculan los parámetros eléctricos de secuencia de las líneas de transmisión, estos valores son necesarios para la configuración del relé distancia, lo cual se hace a partir de parámetros físicos de los conductores, geometría de la línea y la resistividad del terreno. En algunos casos dichos parámetros pueden ser medidos a partir de inyecciones primarias a la línea de transmisión.

6. INSTRUCTIVO DE ANÁLISIS POST-OPERATIVO DE EVENTOS DE FALLA

El diagnóstico de eventos en sistemas eléctricos, así como la extracción de sus características, son tareas complejas por la cantidad de información involucrada que puede derivar de diversas fuentes tales como: SOE (Sequence of Event), señales producidas por los sistemas de protección, DFR (Digital Fault Recorder).

Recorder) los cuales son dispositivos que producen los registros de oscilografías de corrientes y tensiones. La variabilidad presente en las fallas y la complejidad de sus características hacen de esta una tarea compleja.

El análisis de eventos es el proceso de identificación de la causa y evolución del evento, así como la operación del sistema de protección. Para la detección y clasificación de la falla es trascendental la dirección de la falla, la localización de la falla, la causa, tipo de falla e impedancia de falla. Esta información es primordial en el diagnóstico y análisis en tiempo real donde deben tomarse medidas adecuadas para el restablecimiento del sistema eléctrico de potencia (SEP) (Siemens AG, 2004).

Luego de una perturbación en el sistema eléctrico es necesario realizar el análisis para determinar aspectos relevantes que permitan reducir al mínimo el impacto ocasionado; esta información permite un mayor soporte en la toma de decisiones al momento del restablecimiento del servicio eléctrico, minimizando el tiempo de indisponibilidad de la línea.

Este capítulo despliega el tema de “Análisis Post-Operativo de Eventos de Perturbaciones en Sistemas de Potencia” partiendo de conceptos generales, seguido del marco conceptual regulatorio colombiano, además se presenta información relevante para la adquisición y consulta de la información referente al tema de análisis.

Anteriormente se definieron conceptos base para realizar un análisis preciso de los eventos que se presentan en las redes

eléctricas, a partir de la localización de la falla y análisis por medio de simulaciones, con las cuales se puede reproducir el evento, adicionalmente se ilustró el comportamiento general de las señales instantáneas de tensiones y corrientes para los tipos más comunes de falla.

Algunas actividades relacionadas con el proceso de Análisis de Perturbaciones son:

- Recuperación de información útil acerca del evento (SOE, Registros de fallas, reportes de relés de protección)
- Valoración y validación de la información.
- Análisis del evento: Activos fallados (causas y ubicaciones), evaluación del desempeño del sistema de protección, anomalías y recomendaciones, entre otros.
- Documentación del análisis (descripción del evento, los análisis efectuados, conclusiones, anomalías y recomendaciones).
- Seguimiento a las anomalías y recomendaciones.
- Reporte estadístico de perturbaciones.

El modelo de parámetros concentrados (circuito nominal PI) es suficiente para una correcta interpretación de las situaciones que se presentan en el Sistema de Transmisión.

En la resolución CREG 025 de 1995 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995) se detallan los siguientes requerimientos que deben cumplir los sistemas de protección eléctricos.

- Detectar y reducir la influencia de una falla en el sistema eléctrico de potencia evitando daños sobre los equipos e instalaciones, manteniendo la estabilidad del sistema de potencia, y evitando poner en peligro la vida de personas y animales.
- Alta Confiabilidad: Probabilidad de no omitir disparos.
- Alta Seguridad: Probabilidad de no tener disparos indeseados.
- Selectividad: Desconectar solo lo fallado, evitando trasladar los efectos de las fallas a otros lugares del STN.
- Rapidez: El tiempo de operación debe ser lo suficientemente corto de modo que garantice mantener la estabilidad del sistema.

Los tiempos de despeje de las protecciones primarias por fallas en los equipos del generador directamente conectado al STN y por fallas en la parte del STN directamente conectada al equipo del Generador deberá ser de:

- 80 ms en 500 kV.
- 100 ms en 220 kV.

En el evento de no operación de los sistemas de protección primarios, el Generador debe proveer una protección de respaldo con tiempo de despeje de falla no mayor de 300 ms por fallas en la conexión de alta tensión del generador.

El tiempo para despeje de falla de la protección principal en el sistema eléctrico de los distribuidores, grandes consumidores y transportador, no debe ser mayor que:

- 80 ms en 500 kV.
- 100 ms en 220 kV.
- 120 ms < 220 kV.

Se debe suministrar una protección de falla de interruptor para el equipo de interrupción principal de potencia que corte el intercambio de corriente de falla con el STN. Esta protección debe disparar, de ser necesario, todos los circuitos eléctricamente adyacentes conectados al STN, en un tiempo ajustable entre 200 ms y 500 ms incluyendo los disparos transferidos (remotos) a que dé lugar.

El marco regulatorio para esquemas de protección de líneas indica:

- Debe constar de dos protecciones principales con distinto principio de operación.
- Debe tener una unidad direccional de tierra de tiempo definido o inverso, como respaldo.

- El esquema se debe complementar con localizador de fallas.

El esquema de protección de línea anteriormente descrito debe ser complementado en las subestaciones con:

- Relé de falla interruptor.
- Relé de recierre.
- Relé de disparo maestro.
- Relés de supervisión circuito de disparo.
- Relé de chequeo de sincronismo.
- Equipo de teleprotección.
- Protección de barras.
- Registrador de fallas.

Entre las herramientas de análisis que se tienen, se puede emplear la información obtenida por las RTU o sistemas de control que coordinados graban información digital en la cual se muestra el cambio de estado en contactos de señalización de control, protección e interrupción; analógica con lo cual se obtiene la secuencia de eventos con una estampa de tiempo cronológica.

Los registradores de falla, como su nombre lo indica, registran señales análogas y digitales que pueden ser medidas y analizadas con la ayuda de software, estos registradores se programan para

obtener registros cuando se superan umbrales o hay cambios en las señales digitales.

A través del PC de gestión el cual tiene un enlace de comunicación con el registrador de fallas se puede acceder a esta información para así luego ser analizada empleando el software o herramienta digital que permita la visualización de archivos que contengan información de eventos en formato COMTRADE.

Así mismo, en los relés de protección se puede acceder al reporte que el analista puede examinar, en este, se pueden observar las señales de enganche y desenganche, la señal que envía el disparo con su respectiva estampa de tiempo, la localización, tipo de falla, dirección de la falla, longitud de la línea, frecuencia de operación, y algunos parámetros como frecuencia de muestreo, tiempo de pre-falla y post-falla etc.

Otra herramienta que puede ser útil para el análisis de eventos es la información alojada en el sistema de información de descargas atmosféricas.

6.1. Metodología de Análisis

Una metodología apropiada para el análisis de eventos, se describe a continuación:

- Recopilación y análisis de la información.
- Análisis en tiempo real.
- Análisis Post- Operativo.

- Determinación de la ubicación de la falla.
 - Evaluación de la operación de protecciones.
 - Verificación de ajustes de protección.
 - Verificación de ajustes en sitio.
 - Verificación de sistema de control.
 - Simulación del evento, con el fin de reproducir el comportamiento ante dicha perturbación.
- Documentación del análisis.
 - Seguimiento a anomalías y recomendaciones derivadas del análisis exhaustivo.
 - Estadísticas que permitan clasificar y reunir hechos con características comunes.

Al momento de realizar la documentación en detalle del evento es importante precisar información tal como:

- Elemento
- Causa (Para efectos regulatorios).
- Naturaleza de causa.
- Tipo de evento.
- Origen del evento.
- Necesidad de salida del activo.

- Selectividad de salida del activo.
- Responsable del activo fallado.
- Análisis del recierre.
- Localización de la falla.
- Evaluar el desempeño de las protecciones.
- Descripción de anomalías y recomendaciones.

Entre la información relevante que se debe recopilar para estadísticas:

- Salidas selectivas y necesarias.
- Efectividad del recierre.
- Criterios de Calidad (En el caso de líneas de transmisión con niveles de tensión mayores a 220 kV Fallas por cada 100 km de circuito.)
- Eventos forzados por activo.
- Tendencias de fallas.

A continuación se mencionan algunos tiempos reales de despeje de fallas en líneas de transmisión bajo la actuación de las funciones de protección:

- Zona 1 = 50 – 60 ms.
- Zona 2 = 400 ms (cuando no se tiene esquema de teleprotección).

- Zona 2 acelerada = 80 – 100 ms.
- Zona 3 = 1 s.
- Operación de la protección 67N CD = 80 – 100 ms.

Tiempos muertos de recierre:

- Entre 600 – 700 ms para recierre monofásico.
- Entre 400 – 500 ms para recierre trifásico.

El tiempo muerto en recierre monofásico es mayor al tiempo muerto en recierre trifásico debido a la necesidad de tiempo de espera para la extinción del arco secundario presente debido a que las fases que se mantienen energizadas presentan un acople con la fase fallada y mantiene la alimentación de la falla, aunque no se requiera realizar sincronismo. Es de gran importancia para el analista identificar la zona involucrada y su topología de operación, con las señales digitales identificar señales de apertura o cierre de interruptores.

Igualmente, es importante conocer la condición operativa del área donde sucedió el evento, así como las condiciones de despacho y demanda.

Luego, buscar señales de operación de protecciones para determinar la posible causa u origen de la falla.

Tener presente la fecha y hora del evento, la longitud de la línea, analizar en los registros digitales que conforman la secuencia del evento a partir de hojas de cálculo (Microsoft Corporation, 2010) que permitan filtrar la información necesaria para validar

operación de protecciones según su parametrización, esquemas de teleprotección, ciclos y señales de recierre, sincronismo y posiciones de interruptores de potencia.

A partir de la información recopilada establecer la secuencia del evento, obtener valores de pre-falla que permitan esclarecer el panorama previo al evento y obtener valores de falla.

Durante un evento en las redes se recopila gran cantidad de información es importante que el analista logre un filtrado correcto que le permita desarrollar un análisis preciso.

La señalización real tiene muchas variaciones con respecto a la esperada, pues en parte depende de los esquemas y tipos de relés de protección y de las funciones de las protecciones que estén operando.

A continuación se realizara un ejemplo de un evento:

Supondremos que la falla es en una línea y que es despejada por la operación normal de las protecciones distancia en una línea de transmisión.

Deberá tenerse en cuenta que en cada bahía asociada con una línea de transmisión se tienen como mínimo 2 protecciones principales que son relés de distancia, en las cuales se tienen activas las funciones de respaldo por 67N y que existen equipos de teleprotección para cada protección distancia.

Los tiempos reales de despeje de fallas en zona 1 están alrededor de los 50 – 60 ms y la zona 2 está temporizada para que el disparo

se produzca a los 400 ms de producirse la falla. Para los disparos en zona 2 acelerada el tiempo en el cual se despeja la falla están alrededor de los 80 – 100 ms dependiendo del medio de enlace del canal de aceleración utilizado por los equipos de teleprotección, del tipo de falla y del sitio donde la falla afecte la línea.

Para la operación de líneas de transmisión se tiene implementado el recierre automático en cada extremo y los tiempos muertos de recierre esperados se implementan de acuerdo con estudios de estabilidad. Estos tiempos muertos oscilan entre valores entre 600 – 700 ms para el recierre monofásico y de 400 - 500 ms para el recierre trifásico. En el recierre trifásico en el extremo del circuito que debe cerrar primero se programa el menor tiempo para que sea el otro extremo el que realice la verificación de sincronismo.

Teniendo en cuenta lo anterior, la secuencia de la operación ante una falla monofásica franca en la fase A al 50% sería en forma resumida la siguiente:

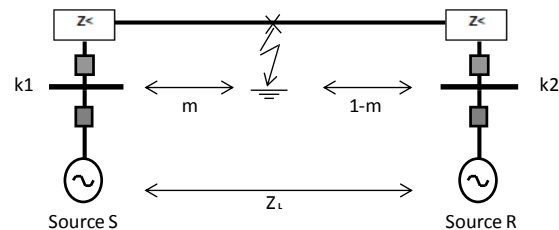


Ilustración 49. Diagrama Unifilar, Elaboración Propia.

Cuando ocurre la falla en el circuito el interruptor en cada extremo abrirá, en tiempos de 50 ms aproximadamente, el polo de la fase A por medio de la operación de las dos protecciones distancia en cada extremo y se iniciarán los ciclos de recierre monofásico en cada subestación. Una vez cumplido el tiempo muerto de recierre de 700 ms, los polos de la fase fallada de los interruptores se cierran quedando la línea en operación normal. Para este tipo de falla, al producirse corriente por el neutro, deberá también producirse el arranque de las funciones de sobrecorriente de neutro de las protecciones de las bahías, aunque la falla sea en últimas despejada por las protecciones distancia.

La señalización esperada en la secuencia digital del evento se muestra a continuación:

- Al inicio del evento deberían existir las señales de arranque de cada protección distancia indicando la zona

y la fase, así mismo, debe existir el arranque de la protección de sobrecorriente direccional 67N.

- En forma casi simultánea deberán aparecer los envíos de las señales de aceleración de la teleprotección.
- Posteriormente aparecerán las señales de comando de disparo al interruptor.
- A continuación deberán aparecer las señales de envío y recibo de aceleración.
- Luego aparecen las señales de posición por cada polo del interruptor.
- A continuación aparecen las señales que indican el comienzo del ciclo de recierre del relé de recierre.
- Por último, se origina la señal de recierre efectuado y el desenganche de la posición de polo abierto.

El consejo nacional de operación CNO en el acuerdo No. 547 define causas detalladas para el reporte de Maniobras, Eventos y Cambios de Operatividad en activos del Sistema.

Tipos de reporte:

- Tipo maniobra
- Tipo cambio de operatividad
- Tipo evento

6.2. Herramientas para análisis de eventos

6.2.1. Sequence of Events

El Sequence of Events (SOE) es un sistema integrado de información que consigue con precisión los cambios de estado en los contactos de señalización de los elementos seleccionados previamente y que forman parte del sistema de control, interrupción y protección, de los diferentes componentes de las Unidades del sistema eléctrico de potencia que estén debidamente integrados.

El SOE representa con buena precisión la secuencia de operación de los distintos elementos involucrados en los eventos (como las protecciones y los interruptores) permitiendo reproducirlos ordenadamente y por lo tanto, haciendo más versátil su análisis.

A continuación un ejemplo de SOE:

FECHA	HORA	T. m/s	ESTACION	EVENTO	ACCION
16-07	00:44:49,22	0	***_---	*** ARRANQUE 67N *** 321	ENGAN.
16-07	00:44:49,22	0	***_---	***ARRANQ.REG.DE FALLAS	ENGAN.
16-07	00:44:49,23	10	***_---	***DISPARO *** 321 FASE C	ENGAN.
16-07	00:44:49,23	10	***_---	***DISPARO GENERAL *** 21	ENGAN.
16-07	00:44:49,23	10	***_---	***ARRANQUE 67N	ENGAN.
16-07	00:44:49,23	10	***_---	***ARRANQUE 67N *** 321	ENGAN.
16-07	00:44:49,24	20	***_---	***ARRANQUE ZONA 2 *** 21	ENGAN.
16-07	00:44:49,24	20	***_---	***ARRANQUE ZONA 4 *** 321	ENGAN.
16-07	00:44:49,24	20	***_---	***ARRANQUE 21N FASE C	ENGAN.
16-07	00:44:49,24	20	***_---	***ARRANQU ZONA 2 *** 321	ENGAN.
16-07	00:44:49,24	20	***_---	***DISP. Z1 21N	ENGAN.
16-07	00:44:49,25	30	***_---	***ARRAN.FASE C PROT.24	ENGAN.
16-07	00:44:49,25	30	***_---	INTERRUPTOR *** FASE C []	ABRIO
16-07	00:44:49,25	30	***_---	***ARRANQUE ZONA 1 *** 321	ENGAN.
16-07	00:44:49,25	30	***_---	***DISPARO *** 321 FASE C	ENGAN.

16-0700:44:49,25 30 ****----- ATR2 110KV ARRANQUE 51LVC2 ENGAN.

6.2.2. Oscilografías

Los registradores de falla digitales están en capacidad de registrar y almacenar datos con alta resolución (frecuencia de muestreo) de los valores de tensión y corriente conectados a sus terminales y dentro de sus rangos de operación. Con frecuencias de muestreo de más de 1 kHz, estos hacen posible la reproducción de las señales de tensión y corriente, pudiéndose determinar características de las ondas como su forma y valores instantáneos, datos de gran valor para el análisis de fallas.

Los registradores de fallas también tienen la posibilidad de monitorear estados de contactos de señalización de equipos de protección, control o interrupción. Los espacios para esta aplicación son llamados canales digitales del registrador de fallas, mientras que los espacios de medida de tensión y corriente son designados como canales análogos.

Los relés de protección pueden generar reportes de eventos útiles para el análisis, algunos de estos reportes son:

- Registros de eventos (registro osciloperturbográfico) (Siemens AG, 2004).
- Incursión de la impedancia en la característica de disparo (Datos de la impedancia aparente con la que evoluciona la falla a las zonas de disparo del relé).

- Indicación de las características de la falla como las fases falladas y la magnitud de la corriente y la tensión.
- Localización estimada de la falla en porcentaje o en kilómetros.
- Tiempo de operación y funciones activadas por la falla (como sobrecorriente de tierra, zona 1, zona 2, etc.).

La red de localización de descargas eléctricas atmosféricas está compuesta de 6 sensores que captan la señal de campo eléctrico y de tiempo de llegada del rayo; Esta ubica geográficamente la descarga a partir de modelos matemáticos de conversión del campo eléctrico en corriente y algoritmos de localización a partir del reporte de por lo menos 3 sensores.

A continuación se presenta a manera de guía un informe de análisis de evento preliminar que podría ser empleado:

OCURRENCIA FORZADA: #

Fecha y Hora

Resumen de la perturbación

Disparo (o recierre) del circuito **** con # MW, por operación de sus protecciones principales. La falla se localizó a # km desde la subestación **** según ****. El SID (sistema de información de descargas) (SI/NO) detectó descargas atmosféricas en la zona. (Información de campo).

Elementos Afectados

TIPO	ELEMENTO	DESCONEXIÓN RECIERRE	O CONEXIÓN
Bahía Línea	****	Tiempo #####	Tiempo #####

Condiciones operativas previas al evento

VARIABLES ELÉCTRICAS

ELEMENTO	ESTADO	FASE	P [MW]	Q [Mvar]	V [kV]f-t	I [kA]
LT***** # kV	En Servicio	Trifásica	#	#	#	#

Condiciones operativas durante el evento

T [ms]	TIPO	ELMTO	Ia [kA]	Ib [kA]	Ic [kA]	In [kA]	Va [kV]	Vb [kV]	Vc [kV]	Vn [kV]	P [MW]	Q [Mvar]
#			#	#	#	#	#	#	#	#	#	#

Secuencia del evento

SECUENCIA	TIPO SECUENCIA	ELEMENTO	DESCRIPCIÓN
Milisegundos: 0	Falla	LT ****	Falla monofásica fase *
Milisegundos: #	Disparo	BL ****	Disparo tripolar interruptor ****
Minutos: #	Normalización	BL ****	Cierre del interruptor ****

Es importante mencionar si la indisponibilidad de los activos ocasionó demanda no atendida.

Se concluye presentando un resumen global, desplegando información relevante del evento.

A continuación una conclusión ejemplo al análisis del evento:

“Disparo del circuito **** # kV debido a falla monofásica fase * con localización de # km desde ****, según la protección PL1 ****. Las protecciones principales PL1 y PL2 operaron en zona 2 temporizada, despejando la falla por medio disparo tripolar del interruptor **** a los # ms. Se presentó mal tiempo en la zona. Pasados # minutos desde el inicio del evento, fue cerrado el interruptor ****.”

Luego se evalúa el desempeño de las protecciones involucradas y se adjunta información del sistema de información de descargas atmosféricas, para luego pasar a concluir respecto al evento/perturbación.

7. CONCLUSIONES

Respecto al proceso de construcción de modelos de red para simulaciones, es importante mencionar que es de gran importancia conocer previamente el estudio que se desea realizar, esto con el fin de detallar las principales variables que afectan dicha simulación. Así mismo, mencionar que existen numerosos software para simulaciones de sistemas eléctricos.

Dado que los sistemas de protección son un componente fundamental en el funcionamiento de un sistema eléctrico, dichos elementos se deben evaluar previo a la puesta en servicio y optimizar su parametrización mediante evaluación del desempeño durante su vida útil que permita identificar carencias, anomalías y desviaciones para obtener un desempeño correcto ante perturbaciones del sistema. El correcto protocolo de prueba responde tanto al elemento de inyección secundaria empleado como al modelo de red empleado, así como la elección de la casuística para las pruebas y el correcto desarrollo de los archivos de prueba.

Respecto al formato estándar de almacenamiento de datos COMTRADE es necesario normalizar el modelo de configuración, definición de parámetros e identificación de los registros oscilográficos (COMTRADE), lo que permitirá desarrollar en forma más precisa y confiable los Estudios de Análisis de Fallas, y optimizar el tiempo destinado al análisis de información técnica y antecedentes relacionados con un evento de falla que haya ocurrido.

El principal objetivo dentro del proceso de análisis de eventos es poder identificar desviaciones de configuración y parametrización de los elementos de protección y del comportamiento eléctrico y/o mecánico de los activos.

El presente documento exhibe una base para continuar el proceso investigativo, un estudio exhaustivo de la investigación es necesario, así como, el desarrollo de algoritmos más robustos, óptimos para efectuar la formulación matemática necesaria para lograr tener en cuenta un mayor número de parámetros y así lograr estar en sintonía con el comportamiento real del sistema.

Dada la alta dependencia de la localización de la falla frente a los parámetros eléctricos de las líneas de transmisión se sugiere continuar con la exploración de variables que podrían introducir error en las aproximaciones de la localización de falla, algunos de ellos son, la temperatura de operación de las líneas de transmisión, acoples (impedancias mutuas, líneas no transpuestas), líneas no homogéneas, la respuesta forzada del sistema, la longitud de la línea, la resistividad del terreno, diferentes escenarios de demanda (variación de la cargabilidad de las líneas), diferentes niveles de tensión, errores en medidas de corriente y tensión por parte de los elementos de medida (CT y PT), baja resolución de las señales de corriente y tensión de los registros de osciloperturbografía.

Es de gran importancia para realizar labores de análisis de perturbaciones en las redes de energía tener conocimiento de la normatividad vigente, esquema de protección y su

funcionamiento, comportamiento de la red tanto en estado estacionario como en estado transitorio, además de modelamiento de redes para reproducción de eventos, profundo conocimiento del sistema, además de una visión global y tener continuidad en este tipo de análisis (muchas de las respuestas a los incógnitas que plantea una falla, únicamente pueden ser resueltos por la experiencia previa en casos similares).

El análisis estadístico de eventos permite detectar puntos problemáticos mediante la evaluación de tendencias en las causas de los eventos.

De la comparación de metodologías de localización de falla es importante mencionar el error que introducen factores como: error en los valores de impedancia de secuencia de la línea en estudio, errores de medida asociados a los instrumentos de medida, resistividad del terreno a lo largo de la línea, cargabilidad de la línea.

De los resultados obtenidos las metodologías evaluadas las metodologías multiterminal (Métodos 4 y 5 usando información de ambos extremos de la línea) son las más precisas y menos sensibles a la introducción de error en el proceso de localización de la falla, obteniendo para falla monofásica en líneas medias y largas errores menores al 2%.

Para las fallas bifásicas aisladas los métodos 4 y 5 obtienen los valores más precisos en la localización de la falla, sin embargo el mayor error en líneas cortas (hasta del 2,6 %).

De las pruebas realizadas simulando fallas bifásicas a tierra, nuevamente las metodologías que emplean información de ambos extremos de la línea obtienen mejores resultados, provocando estimaciones con errores menores al 10 % en la mayoría de los casos.

De la simulación de fallas trifásicas bajo las diferentes condiciones simuladas se logra identificar una muy buena respuesta para las primeras 3 metodologías evaluadas.

Cabe resaltar la imposibilidad de concluir definitivamente acerca de estas metodologías. Este trabajo presenta una comparación que puede servir de fundamento para trabajos futuros.

8. TRABAJO FUTURO

Es importante mencionar que existen sistemas de localización de fallas por onda viajera que tienen alta precisión.

Tradicionalmente se ha venido definiendo como protección adaptativa a una filosofía de protección que permite realizar ajustes de las funciones de protección de modo automático, de modo que su actuación esté lo más en sintonía posible con el sistema eléctrico de potencia. Algunas prácticas de estas filosofías exhiben protecciones adaptativas basadas en la modificación de ajustes usando la información facilitada por relés de protección y registradores de fallas. Una estimación de los parámetros eléctricos con una toleración permisible permite un acercamiento a filosofías de protecciones adaptativas (Cobelo, Aplicaciones,

Eisman, Gómez, & Iberdrola, 1999). Con estos valores es posible lograr obtener un valor en la localización de la falla más preciso. Se recomienda ahondar el tema, pues este tipo de estudios solo traerían beneficios para el sistema.

Con la estimación de los parámetros se busca tener información real actualizada de los parámetros eléctricos de las líneas de transmisión que permita establecer cálculos de cortocircuito precisos, establecer modelamientos del sistema más justos, lograr una calibración más fina en los relés de protección y ajustar el programa de localización de fallas.

Como trabajo futuro se propone también analizar la influencia de parámetros tales como: acoples con líneas doble circuito que afecten parámetros mutuos, temperatura de operación de la línea, resistividad del terreno.

En líneas de transmisión con torres en configuración doble circuito deben considerarse acoples entre fases del mismo circuito y acople con fases de circuito paralelo pues estos alteran la estimación de los parámetros. Se sugiere continuar con la exploración de variables que podrían introducir error en las aproximaciones de los parámetros eléctricos y estos a su vez en la estimación de la localización de la falla, algunos de ellos son, la temperatura de operación de las líneas de transmisión, acoples (impedancias mutuas, líneas no transpuestas), líneas no homogéneas, la respuesta forzada del sistema, la longitud de la línea, la resistividad del terreno, diferentes escenarios de demanda (variación de la cargabilidad de las líneas), diferentes niveles de tensión, errores en medidas de corriente y tensión por parte de los

elementos de medida (CT y PT), baja resolución de las señales de corriente y tensión de los registros de osciloperturbografía.

Para resolver el problema del diagnóstico y clasificación de fallas se han propuesto algunos algoritmos basados en técnicas de inteligencia artificial tales como redes neuronales, redes neurodifusas, etc. Estos algoritmos permiten manejar adecuadamente la incertidumbre ante situaciones de datos imprecisos, usar técnicas de aprendizaje para el modelamiento, adaptarse a los cambios en las condiciones de operación del sistema y usar el conocimiento del experto antes situaciones no definidas.

Es necesario establecer un formato modelo para aplicarse en la configuración, definición de parámetros e identificación de los registros oscilográficos (COMTRADE), lo que permitirá desarrollar en forma más precisa y confiable los Estudios de Análisis de Fallas, y optimizar el tiempo destinado al análisis de información técnica y antecedentes relacionados con un evento de falla que haya ocurrido.

REFERENCIAS

- Anderson, P. M. (1995). *Analysis of faulted power systems*. IEEE Press. Retrieved from <https://books.google.com/books?id=0ugeAQAIAAJ&pgis=1>
- Anderson, P. M., Fouad, A.-A. A., & Engineers, I. of E. and E. (2003). *Power system control and stability*. IEEE Press. Retrieved from <https://books.google.com/books?id=8-xSAAAAMAAJ&pgis=1>
- Calero, F. (2004). Rebirth of negative-sequence quantities in protective relaying with microprocessor-based relays. *57th Annual Conference for Protective Relay Engineers, 2004*, (1), 1–30. <http://doi.org/10.1109/CPRE.2004.1287094>
- Cardona Correa, L. (2004). Modelo de redes de transmisión de Energía Eléctrica, 83.
- Cataño Godoy, R. D. (2013). *DIAGNÓSTICO DE RELÉS DE PROTECCIÓN DE LÍNEA*. UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA.
- Cobelo, F., Aplicaciones, Z. I. V., Eisman, J., Gómez, G., & Iberdrola, J. T. (1999). Prácticas En Protección Adaptativa Relés De Protección, 1–13.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. Código de Redes (1995). Colombia.
- DIGSILENT GmbH. (2011a). DIGSILENT PowerFactory.
- DIGSILENT GmbH. (2011b). DIGSILENT PowerFactory User's Manual. Retrieved from www.digsilent.de
- Microsoft Corporation. (2010). Microsoft Excel.
- Power System Relay Committee of the IEEE. (1999). *IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems* (Vol. 1999). <http://doi.org/10.1109/ieeestd.1999.90571>
- Prado-félix, H. E., Serna-reyna, V. H., Mynam, M. V., Donolo, M., Guzmán, A., Laboratories, S. E., & Electricidad, C. F. De. (2013). Improve Transmission Fault Location and Distance Protection Using Accurate Line Parameters. In *40th Annual Western Protective Relay Conference* (pp. 1–12).
- Prado-félix, H. E., Serna-reyna, V. H., Mynam, M. V., Donolo, M., Guzmán, A., Laboratories, S. E., & Electricidad, C. F. De. (2014). Improve Transmission Fault Location and Distance Protection Using Accurate Line Parameters, (2), 1–12.
- Ramírez, C. F. (1991). *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión* (Segunda Ed). Medellín: Mejía Villegas S.A.
- Ramírez Cataño, S. (2003). Protección de sistemas eléctricos, 664. Retrieved from <http://www.bdigital.unal.edu.co/3392/>
- Siemens AG. (n.d.). SIGRA 4 - Fault Record Evaluation.
- Siemens AG. (2004). Análisis de perturbografías.
- Stockham, T. G. (1966). High-speed convolution and correlation. In *Proceedings of the April 26-28, 1966, Spring joint computer conference on XX - AFIPS '66 (Spring)* (p. 229). New York, New York, USA: ACM Press. <http://doi.org/10.1145/1464182.1464209>
- System, P., Committee, R., Power, I., & Society, E. (2014). *IEEE Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines. IEEE Power and Energy Society*. <http://doi.org/10.1109/IEEESTD.2005.96207>
- XM S.A. E.S.P. (2015). Análisis Energético de Largo Plazo AS - Base de Datos. Centro Nacional de Despacho. Retrieved from <http://www.xm.com.co/Pages/AnalisisEnergeticodeLargoPlazoASBD.aspx>
- Zimmerman, K., & Costello, D. (2005). Impedance-based fault location experience. In *58th Annual Conference for Protective Relay Engineers, 2005*. (pp. 211–226). IEEE. <http://doi.org/10.1109/CPRE.2005.1430435>

AUTORES



Omar MORENO ARCILA, Medellín, Colombia; Egresado próximo a graduarse del programa Ingeniería Eléctrica en la *Universidad Pontificia Bolivariana*, Bachiller egresado del colegio *Benedictino de Santa María* (2007), Auxiliar de ingeniería en el área de estudios eléctricos para la compañía *HMV Ingenieros Ltda.* (2016).