ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

APLICACIÓN DE ALGORITMOS DIGITALES PARA LA OPERACIÓN DE IEDs DE PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN – FUNCIONES DE DETECCIÓN, CLASIFICACIÓN Y LOCALIZACIÓN

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

FRANCISCO FILIBERTO COMINA PARRA
francisco.comina@gmail.com

DIRECTOR: DR.-ING. FABIÁN ERNESTO PÉREZ YAULI
fabian.perez@epn.edu.ec

Quito, mayo 2017

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Francisco Filiberto Comina Parra, bajo mi supervisión.

NOMBRE DIRECTOR
DR.-ING. FABIÁN ERNESTO PÉREZ YAULI

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Francisco Filiberto Comina Parra, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo (cedemos) mis (nuestros) derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

FRANCISCO FILIBERTO COMINA PARRA

DEDICATORIA

Este trabajo de titulación la dedico con mucho cariñó a mis padres Iván y Blanca, a mis hermanos Willington y Erika, a la familia López Jácome quienes siempre me han apoyado incondicionalmente, brindándome su confianza y cariño para guiarme y formarme profesionalmente.

AGRADECIMIENTO

En estas líneas quisiera agradecer a Dios por darme la vida, la oportunidad de superarme y por guiarme durante todo este camino.

A mi familia, quienes son el soporte y pilar de mi vida, por la confianza y el apoyo que me dieron para poder sacar adelante este trabajo.

A la familia López Jácome que día a día han estado junto a mí y me han apoyado en todas las cosas que me he propuesto a realizar en mi vida.

Agradezco de manera especial al Dr.-Ing. Fabián Ernesto Pérez Yauli quien me guio y motivo durante la realización de este trabajo

A todos los profesores de la Escuela Politécnica Nacional que de alguna u otra manera me han ayudado a lo largo de este camino de formación.

A todos mis compañeros y amigos, que en uno u otro momento compartieron conmigo e hicieron más placentero el estudio de esta magnífica carrera.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA II
DEDICATORIA III
AGRADECIMIENTO IV
ÍNDICE DE CONTENIDO V
RESUMEN VIII
ABSTRACT IX
1 INTRODUCCIÓN 1
1.1 OBJETIVOS 2
1.1.1 Objetivo General 2
1.1.2 Objetivos Específicos 2
1.2 ALCANCE 2
1.3 JUSTIFICACIÓN 3
2 MARCO TEÓRICO 4
2.1 SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA 4
2.2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 4
2.3 SISTEMAS DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS 4
2.4 DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DE FALLAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA 6
2.4.1 Fallas o Cortocircuitos 6
2.4.2 Componentes Simétricas y Redes de Secuencia 8
2.4.3 Relación entre Fasores de Fase y las Componentes Simétricas 11
2.4.4 Fallas en Sistemas Eléctricos de Potencia 14
2.5 REGISTRADORES DE FALLAS 20
2.6 REGISTROS DE VOLTAJE Y CORRIENTE 22
2.6.1 Procesamiento de los Registros de Voltaje y Corriente 22
2.7 FORMATO ESTANDARIZADO IEEE COMTRADE (COMMON FORMAT FOR TRANSIENT DATA) 23
2.7.1 Versiones 23
2.7.2 Archivos 23
2.7.3 Datos Críticos y no Críticos 24

2.7.4 Archivos de Datos (.DAT) 24
2.7.5 Archivos de Configuración (.CFG) 27
3 SIMULACIÓN DIGITAL DE DETECCIÓN, CLASIFICACIÓN Y LOCALIZACION DE FALLAS. 34
3.1 PREPARACIÓN DE DATOS 34
3.2 MÓDULO DE DETECCIÓN DE FALLAS 34
3.2.1 Filtrado Analógico 34
3.2.2 Filtrado Digital 35
3.2.3 Señales Características 35
3.2.4 Simulación Digital del Módulo de Detección 37
3.3 MÓDULO DE CLASIFICACIÓN DE FALLAS 39
3.3.1 Simulación Digital del Módulo de Clasificación 41
3.4 MÓDULO DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS 44
3.4.1 Algoritmo de Reactancia Simple. 45
3.4.2 Algoritmo de Reactancia Simple Para un Esquema de Línea Corta Circuito Paralelo 52
3.4.3 Algoritmo de Distancia Digital Adaptivo para Líneas de Transmisión en Paralelo. 56
4 IMPLEMENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL EN MATLAB. 87
4.1 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA IMPLEMENTADO Y LAS SUB RUTINAS EN MATLAB 87
4.1.1 Presentación 89
4.1.2 Leer_COMTRADE 90
4.1.3 CFG_DAT 94
4.1.4 CFG_DAT_SIM 97
4.1.5 GRAF_SE 105
4.1.6 PARAMETROS_LÍNEA 105
4.1.7 GRAFICOS_IMPEDANCIA 110
4.1.8 IDENTI 112
4.1.9 SALIR 112
5 MODELACIÓN Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE PRUEBA 113
5.1.1 Modelamiento de las Simulaciones 115

5.1.2 Parámetros de las simulaciones 116
5.1.3 Simulación de Fallas 119
5.1.4 Resultados 131
5.1.5 Lazos de Impedancia Característicos Vistos por los IEDS. 132
5.1.6 Ejemplo de cálculo 135
6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 147
6.1 CONCLUSIONES 147
6.2 RECOMENDACIONES 148
7 BIBLIOGRAFÍA 149
8 ANEXOS 152
ANEXO I. ATP/EMTP 152
ANEXO II. TOP "THE OUTPUT PROCESSOR" 154
ANEXO III MATLAB 156
8.1.1 Equipo de Procesamiento. 157
8.1.2 Programación En Paralelo 158
ANEXO IV COEFICIENTES DE PESO CON SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA ELIMINANDO LA SECUENCIA CERO PARA UNA ÓPTIMA ESTIMACIÓN DE LA CAÍDA DE VOLTAJE A TRAVÉS DE UNA RESISTENCIA DE FALLA. 159
ANEXO V COEFICIENTES DE PESO DANDO PRIORIDAD A LA SECUENCIA NEGATIVA SOBRE LA SECUENCIA POSITIVA Y ELIMINANDO LA SECUENCIA CERO. 160
ANEXO VI COEFICIENTES DE PESO DANDO PRIORIDAD A LA SECUENCIA POSITIVA SOBRE LA SECUENCIA NEGATIVA Y ELIMINANDO LA SECUENCIA CERO. 161
ANEXO VII COEFICIENTES DE PESO CON LA POSIBLE ELIMINACIÓN DEL USO DE LA SECUENCIA POSITIVA. 162
ANEXO VIII RELÉ NUMÉRICO DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA ANSI 50 163

RESUMEN

En el presente trabajo se diseñó una herramienta computacional de simulación que, mediante una interfaz gráfica manejable, detalla los procesos internos de un relé numérico de protección (IED), tales como los módulos de detección, clasificación y localización utilizados para proteger líneas de transmisión, capaz de facilitar las tareas de comprensión y aprendizaje del proceso que se desarrolla dentro de cada función que dicho dispositivo ejecuta.

La herramienta computacional que se desarrolló puede ser utilizada en prácticas de laboratorio, esto facilitará el estudio del comportamiento real de los elementos de protección de una línea de transmisión y a su vez promoverá el desarrollo e investigación de nuevos algoritmos dentro del área de protecciones eléctricas.

El entorno de la herramienta computacional es fundamentalmente didáctico, obedece a un lenguaje abierto, y capaz de admitir numerosas fuentes de datos para ser procesados siempre y cuando se encuentren ordenados bajo el estándar IEEE Std. C37.111, conocido comúnmente como formato COMTRADE y permite analizar estos datos en módulos por separado, dejando abierta la posibilidad de implementar módulos complementarios en futuras versiones.

Con el fin de validar los resultados de la herramienta computacional se utilizó el programa ATP/EMTP en el cual se simuló una línea de transmisión en paralelo con diversos escenarios de falla, las señales resultantes de estas simulaciones se procesaron en las aplicaciones modulares de detección, clasificación y localización y los resultados obtenidos fueron exactamente iguales a los esperados. Además, dentro de la validación del trabajo realizado, se analizaron también las señales de voltaje y corriente de una falla real ocurrida en el sistema eléctrico del Ecuador, los resultados obtenidos con los módulos programados permitieron detectar, clasificar y localizar correctamente la falla.

PALABRAS CLAVE: Herramienta computacional, IEDs, detección, localización, fallas.

ABSTRACT

In this work a computer simulation tool was designed that, through a manageable graphical interface, details the internal processes of a numerical protection relay (IED), such as the detection, classification and localization modules used to protect transmission lines, Capable of facilitating the tasks of understanding and learning the process that takes place within each function that the device executes.

The computational tool that was developed can be used in laboratory practices, this will facilitate the study of the actual behavior of the protection elements of a transmission line and in turn will promote the development and research of new algorithms within the area of electrical protection.

The computational environment is fundamentally didactic tool, due to an open language, and capable of supporting multiple data sources to be processed as long as they are ordered under the standard IEEE Std. C37.111, commonly known as COMTRADE format and allows Analyze this data in modules separately, leaving open the possibility of implementing complementary modules in future versions.

In order to validate the results of the computational tool we used the ATP / EMTP program in which a parallel transmission line was simulated with different fault scenarios, the resulting signals of these simulations were processed in the modular applications of detection, classification and location and the results were exactly the same as expected. In addition, within the validation of the work performed, the voltage and current signals of an actual fault occurred in the Ecuadorian electrical system were also analyzed, the results obtained with the programmed modules allowed to detect, classify and locate the fault correctly.

KEYWORDS: Computational tool, IEDs, detection, localization, faults.

1 INTRODUCCIÓN

Las líneas de transmisión de energía eléctrica son parte importante del sistema de suministro eléctrico, compuesto por los elementos necesarios para transferir energía eléctrica desde las centrales de generación, hasta los centros de distribución y posteriormente hasta los puntos de consumo.

El aumento del número de líneas de transmisión dentro de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), está sujeto a un plan de expansión, con la finalidad de garantizar un adecuado abastecimiento de energía eléctrica.

Actualmente la transmisión de la mayor parte de la energía eléctrica dentro del país se realiza mediante líneas aéreas en paralelo, que son ampliamente utilizadas en los sistemas de transmisión modernos. Con referencia a un sistema de transmisión simple, la utilización de líneas en paralelo presenta ventajas operacionales, mayor estabilidad y alta confiabilidad, otorgando un sistema de mejor calidad. Estas características atribuyen un mejor comportamiento en el caso que el sistema presente una falla.

Sobre la base de las consideraciones anteriores es sustancial acentuar que la calidad de energía se ha convertido en un tema de estudio de gran importancia tanto para los usuarios, sistemas de distribución, sistemas de transmisión, y sistemas de generación. Entre los aspectos de mayor relevancia de la calidad en el suministro de energía esta la continuidad del servicio y el correcto funcionamiento de las líneas de transmisión.

La importancia de estos aspectos incentiva al presente trabajo, el mismo que plantea realizar la creación de una herramienta de simulación, para su utilización dentro de las instituciones educativas o centros de investigación, facilitando el estudio del comportamiento real de los elementos de protección de una línea de transmisión.

Es importante mencionar que esta herramienta está en capacidad de manejar distintas fuentes de datos como:

- SOE (Sequence of Event) - bitácora de señales producidas por los sistemas de protección.
- SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) – adquisición de datos para control y supervisión del sistema.
- DFR (Digital Faul Recorder) – dispositivos que producen los registros de oscilografías en los que se reportan corrientes y voltajes en formatos estandarizados.

- Datos suministrados por el programa ATP/EMTP que proporciona registros de un sistema eléctrico de prueba en distintos escenarios.

Además, esta herramienta deja abierta la posibilidad de desarrollar y probar nuevos algoritmos digitales de protección y aplicaciones enfocadas a entender la operación de un dispositivo electrónico inteligente (IED), en especial las funciones orientadas a la detección, clasificación y localización de fallas en líneas de transmisión.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo General

- Implementar, mediante una interfaz gráfica desarrollada en MATLAB, una herramienta computacional que incluya las funciones de detección, clasificación y localización de fallas de un IED de protección, que permita visualizar el funcionamiento de dichas funciones y probar nuevos algoritmos.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Implementar un algoritmo de detección de fallas en líneas de transmisión aéreas basado en la operación de relés de sobrecorriente.
- Implementar un algoritmo de clasificación de fallas considerando el funcionamiento de un IED convencional.
- Implementar algoritmos de localización de fallas basados en el método convencional de los IEDs y uno propuesto en la literatura técnica.
- Desarrollar una interfaz gráfica que acople los algoritmos de detección, clasificación y localización y que permita analizar eventos de falla en una línea de transmisión.

1.2 Alcance

El presente trabajo realizará una integración de los algoritmos de detección, clasificación y localización de fallas para líneas de transmisión en paralelo, haciendo uso de módulos de procesamiento de señales, mediante una interfaz gráfica programable.

Dentro del alcance, además de emular las funciones de protección mencionadas anteriormente, se plantea documentar el cálculo y el manejo de las señales análogo-digital que se encuentran programadas en los IEDs de protección. Para la función de localización de fallas se programará además de un algoritmo convencional uno adaptivo propuesto en la literatura técnica.

El alcance del presente trabajo de titulación se limita al ambiente académico. En este sentido, el trabajo plantea implementar una Interfaz Humano – Máquina (IHM) en MATLAB, para la detección, clasificación y localización automática de fallas, la cual además podrá ser una herramienta de desarrollo de nuevos algoritmos, funciones y subfunciones de protección que agilite las tareas académicas.

1.3 Justificación

La emulación mediante algoritmos abiertos de relés numéricos IEDs como aquellos utilizados para proteger líneas de transmisión, facilita el entendimiento del proceso que se desarrolla dentro de cada función que dicho dispositivo ejecuta.

La creación de una herramienta de emulación, para su utilización dentro de las instituciones educativas o centros de investigación es ampliamente requerida. Para el caso particular de la Escuela Politécnica Nacional, contar con esta herramienta será de mucha utilidad dentro de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica y su aplicación podrá ser orientada a prácticas de laboratorio de la materia Protecciones Eléctricas. Esto facilitará el estudio del comportamiento real de los elementos de protección de una línea de transmisión.

Además, esta herramienta dejará abierta la posibilidad de desarrollar y probar nuevos algoritmos digitales de protección y aplicaciones enfocadas a entender la operación de un IED, en especial las funciones de detección, clasificación y localización de fallas en líneas de transmisión.

2 MARCO TEÓRICO

Las herramientas de emulación son un conjunto de aplicaciones computacionales modulares fácilmente exportables, lo que significa que se puede reutilizar y adaptar de forma independiente, cada módulo por separado, diseñados con el fin de apoyar la labor de los docentes dentro de las instituciones educativas o centros de investigación.

2.1 Sistemas Eléctricos de Potencia

Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), "está constituido por centrales de generación, líneas de transmisión interconectadas entre sí, sistemas de distribución y comercialización, elementos esenciales para proporcionar el suministro eléctrico con una adecuada calidad y seguridad, dentro de parámetros operativos admisibles." [1]

Para conseguir estos objetivos es necesario comprender mediante análisis críticos con la mayor exactitud posible, los fenómenos que afectan a los sistemas eléctricos como, por ejemplo: descargas atmosféricas, conexión y desconexión por maniobra, transitorios electromecánicos, etc.

2.2 Líneas de Transmisión

Componente fundamental de un SEP, constituido por los elementos necesarios, para transportar energía eléctrica desde el sitio donde se genera hasta el sitio donde se distribuye o se consume. Las líneas de transmisión son físicamente los elementos más simples pero los más extensos, y pueden ser líneas de transmisión simple o líneas de transmisión en paralelo.

2.3 Sistemas de Protecciones Eléctricas

"Todo sistema de potencia tiene asociado a él un sistema de protecciones que está encargado de proporcionar tanto seguridad como confiabilidad al SEP, además debe garantizar la detección de cualquier tipo de circunstancia anormal que afecte al sistema y determinar si ésta debe ser catalogada o descartada como falla, de acuerdo a las características específicas que rigen la línea de transmisión eléctrica que está siendo operada." [2]

Cuando una condición de éstas es catalogada como falla, las protecciones deben cumplir la función de sacar de operación y aislar él o los elementos asociados a dicha perturbación, es decir el elemento propio y aquellos que de cualquier forma representen un camino de aporte a la falla; además las protecciones asociadas no deben permitir que los elementos fallados sean puestos en servicio mientras persista la anomalía, en dicho caso los IEDs toman un papel importante ya que son los encargados de entre otras funciones detectar, clasificar y estimar la localización de la perturbación con un rango aceptable de error, de esta manera poder restablecer el servicio en un tiempo prudente dependiendo de la anomalía evitando pérdidas representativas.

Además, es importante mencionar que los sistemas de protecciones que van a ser utilizado en la red, deben tener tres criterios básicos:

- Seguridad: No realizar disparos indeseados o erróneos, es decir no permitir que se confunda una condición normal de operación característica del sistema con una falla del mismo.
- Selectividad: Desconectar solo lo fallado, es decir aislar el tramo en el que se presentó la falla y cortar cualquier camino que alimente esta, sin sacar de servicio más de los activos necesarios.
- Rapidez: Se relaciona con el tiempo que toman las protecciones para actuar y despejar la falla.

Cabe agregar que de acuerdo a la configuración adoptada para el sistema de protecciones que actúan sobre el sistema, cuando se presenta una falla en alguna de sus líneas de transmisión, entran en operación los diferentes equipos de interrupción asociados: IEDs que actúan de acuerdo al tipo de anomalía presentado y disyuntores o interruptores accionados por los IEDs correspondientes que aíslan o sacan de servicio los tramos fallados con el fin de despejar la perturbación en el menor tiempo posible. “Generalmente, los tiempos desde el inicio de la falla hasta la extinción del arco en el interruptor de potencia para el entorno, no debe ser mayor de 80 ms en sistemas de 500 kV (implementándose), 100 ms en los de 230 kV y 110 ms en los de 138 kV.” [3]

“El correcto desempeño de los sistemas de protección y el tiempo que tarden éstos en actuar juegan un papel fundamental, pues el daño causado por una falla es proporcional al tiempo que esta permanezca en el sistema” [3] . En efecto una adecuada respuesta de los sistemas de protecciones permitirá a la larga restablecer el sistema a su estado de operación normal de la manera más eficaz y rápida posible, garantizando así el

cumplimiento de los índices de calidad y servicio establecidos para la transmisión y operación de la energía eléctrica.

Con este precedentemente, toda empresa relacionada con la operación del sistema, debe poseer un sistema de protecciones configurado de acuerdo a las necesidades y los eventos previstos por esta entidad, mediante diferentes estudios y análisis previos, además deben dar apertura a la investigación e implementación de nuevos métodos de detección, clasificación y localización.

2.4 Descripción y Análisis de Fallas en Sistemas Eléctricos de Potencia

2.4.1 Fallas o Cortocircuitos

Generalmente, se denomina falla o cortocircuito a la conexión accidental, a través de una impedancia relativamente baja, de dos o más puntos del sistema que tienen potenciales diferentes. Los cortocircuitos en general se producen al fallar el aislamiento, debido a diferentes causas como: pérdida de las propiedades aislantes del medio (envejecimiento, calentamiento, contaminación, etc.), sobrevoltajes (tanto de origen externo como interno) o efectos mecánicos diversos (roturas, deformaciones, desplazamientos, etc.).

Los efectos perjudiciales que las fallas provocan son numerosos y están asociados fundamentalmente a las corrientes elevadas que se pueden establecer en el sistema. Los efectos pueden ser:

- Calentamiento de conductores por efecto Joule, que en función del valor y la duración de la corriente de cortocircuito puede provocar deterioros irreversibles.
- Esfuerzos electrodinámicos, con la posibilidad de roturas y desplazamientos bruscos que pueden dar lugar a nuevas fallas.
- Variaciones de voltaje, con caídas en las fases involucradas en el cortocircuito y eventuales elevaciones en las otras fases.

“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 las siguientes fallas: serie, simultáneas y paralelas. Las fallas paralelas que son las más usuales, pueden ser:” [4]

- Trifásicas sin contacto a tierra.
- Bifásicas sin contacto a tierra.

- Trifásicas con contacto a tierra.
- Bifásicas con contacto a tierra.
- Monofásicas.

Las fallas trifásicas se denominan también fallas simétricas, ya que, al afectar a las tres fases por igual, el sistema fasorial de voltajes y corrientes continúan 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 fasoriales de voltajes y corrientes desequilibrados, denominándose por este motivo fallas asimétricas.

“En un sistema eléctrico, las fallas monofásicas son las más frecuentes (80%), seguidas de las fallas bifásicas (15%) y por último las trifásicas (5%). La falla trifásica, a pesar de ser el tipo de falla menos habitual, es la que generalmente se considera al realizar los estudios de cortocircuito, pues suele ser la situación más desfavorable por presentar, por lo general, la mayor intensidad de falla.” [1]

Los cálculos de cortocircuito consisten en determinar las corrientes que van a aparecer en un sistema eléctrico cuando se producen distintos tipos de falla, en diferentes puntos del sistema.

“El conocimiento de las corrientes que pueden presentar en caso de un cortocircuito permite:” [1]

- Seleccionar y coordinar los equipos de protección con el objeto de detectar la zona donde se produce la falla y así separarla del sistema para que no afecte al funcionamiento del resto de la red.
- Seleccionar las características de los equipos destinados a aislar la zona de la red con falla, con el objeto de que los interruptores y seccionadores soporten las solicitaciones térmicas y electromecánicas que se producen durante el cortocircuito.
- Seleccionar y diseñar los equipos que forman la red, para que aguanten las solicitaciones provocadas por una situación de falla durante el tiempo que transcurre entre su aparición y su eliminación por parte de los sistemas de protección.

El cálculo de las corrientes de falla puede dividirse en dos tipos principales:

- Averías por cortocircuito de las tres fases, cuando la red esta equilibrada eléctricamente. Para estos cálculos pueden utilizarse circuitos equivalentes monofásicos, como en el caso de los cálculos de flujos de potencia.
- Averías distintas de los cortocircuitos de las tres fases cuando la red no está eléctricamente equilibrada. Para facilitar estos cálculos se utiliza el método de las componentes simétricas.

2.4.2 Componentes Simétricas y Redes de Secuencia

"La teoría de componentes simétricas que fue introducido por Charles Legeyt Fortescue, es muy útil para resolver los problemas de condición no balanceada en sistemas eléctricos de potencia. De acuerdo con esta teoría fallas no balanceadas pueden analizarse en tres conjuntos de sistemas trifásicos equilibrados:" [5]

- Componentes de secuencia positiva.
- Componentes de secuencia negativa.
- Componentes de secuencia cero.

2.4.2.1 Componentes de Secuencia Positiva

"Las componentes de secuencia positiva, consta de tres fasores con magnitudes iguales y 120 ° de separación entre sí, y la secuencia de fase es la misma que los fasores originales" [6], como se muestra en la Figura 2.1.

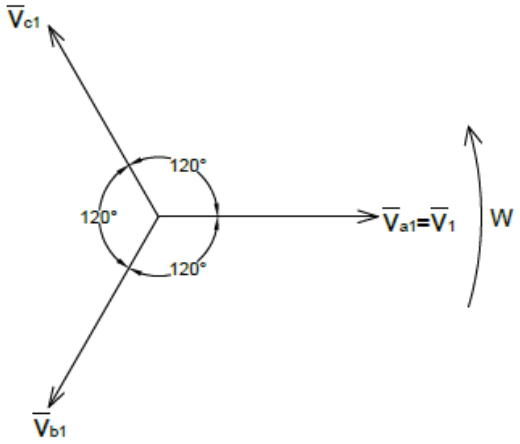


Figura 2.1 Componentes de secuencia positiva. [6]

2.4.2.2 Componentes de Secuencia Negativa

“Las componentes de secuencia negativa, consta de tres fasores con magnitudes iguales y 120 ° de separación entre sí, y la secuencia de fase es opuesta a los fasores originales” [6], como se muestra en la Figura 2.2

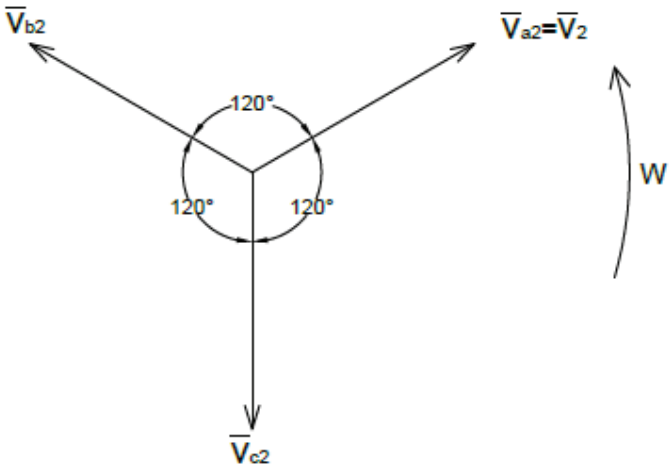


Figura 2.2 Componentes de secuencia negativa. [6]

2.4.2.3 Componentes de Secuencia Cero

“Las componentes de secuencia cero, consta de tres fasores, con magnitudes iguales y desplazamientos de fases entre si 0 °” [6], como se muestra en la Figura 2.3

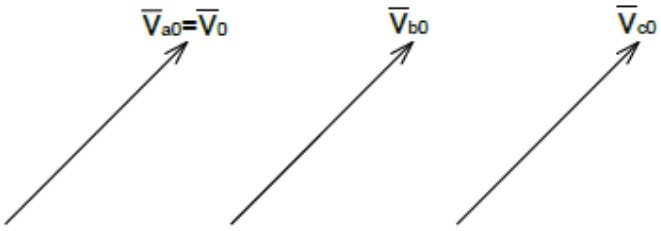


Figura 2.3 Componentes de secuencia cero. [6]

2.4.2.4 Voltajes trifásicos no balanceados en componentes simétricas

"Corresponde al conjunto de voltajes trifásicos *a, b*, y *c* no balanceados que se pueden descomponer en un conjunto de componentes simétricamente balanceados" [6].

- Voltaje de fase *a,* se puede descomponer en componentes simétricamente balanceados que detalla en la ecuación (2.1) y se muestra en la Figura 2.4.

$$\bar{V}_a = \bar{V}_{a0} + \bar{V}_{a1} + \bar{V}_{a2} \qquad (2.1)$$

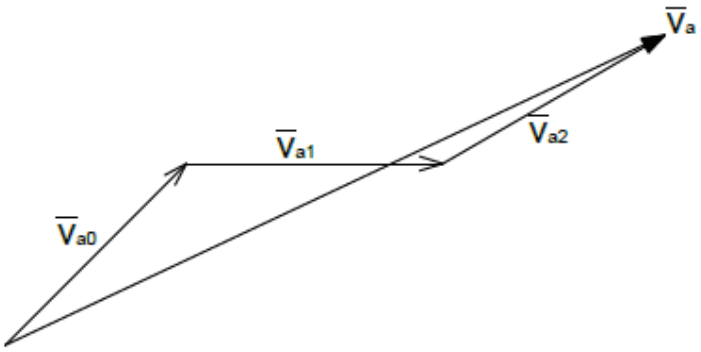


Figura 2.4 Componentes de la fase "a". [6]

- Voltaje de fase *b,* se puede descomponer en componentes simétricamente balanceados que detalla en la ecuación (2.2) y se muestra en la Figura 2.5.

$$\bar{V}_b = \bar{V}_{b0} + \bar{V}_{b1} + \bar{V}_{b2} \qquad (2.2)$$

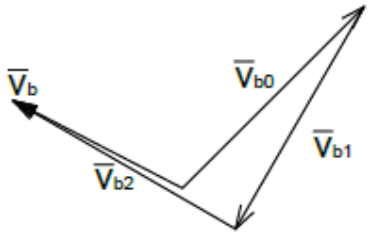


Figura 2.5 Componentes de la fase "b". [6]

- Voltaje de fase *c,* se puede descomponer en componentes simétricamente balanceados que detalla en la ecuación (2.3) y se muestra en la Figura 2.6.

$$\bar{V}_c = \bar{V}_{c0} + \bar{V}_{c1} + \bar{V}_{c2} \qquad (2.3)$$

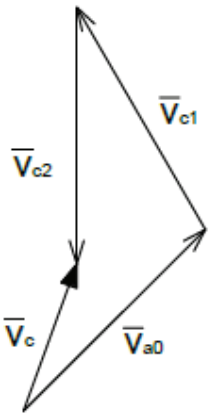


Figura 2.6 Componentes de la fase "c". [6]

Se puede observar que cada uno de los tres fasores del sistema desbalanceado se puede expresar como la suma de tres fasores de las secuencias positiva, negativa y cero.

El sistema de voltajes de fase desbalanceado, se ilustra en la Figura 2.7.

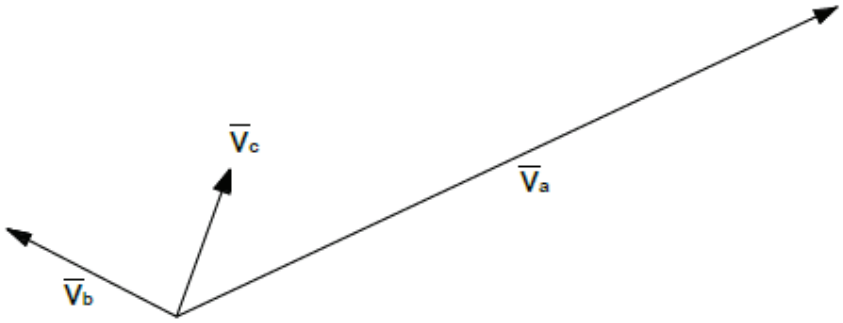


Figura 2.7 Sistema desbalanceado de voltajes de fase. [6]

2.4.3 Relación entre Fasores de Fase y las Componentes Simétricas

Al momento de estudiar sistemas de potencia es común la multiplicación de cantidades fasoriales y, si el objeto de estudio son los sistemas trifásicos la presencia del defasaje de 120º es común.

Por tal motivo se designa al operador **a** en el estudio de los sistemas eléctricos de potencia como el encargado de originar una rotación de 120º eléctricos en sentido contrario a las manecillas del reloj, al mismo que se lo expresa como un número complejo que posee una magnitud igual a 1 (uno) y un ángulo de 120º y se lo puede expresar de la siguiente manera.

$$\boldsymbol{a} = 1\angle 120° = -0.5 + j0.866 \quad (2.4)$$

$$\boldsymbol{a^2} = 1\angle 240° = -0.5 - j0.866 \quad (2.5)$$

$$\boldsymbol{a^3} = 1\angle 360° = 1\angle 0° = 1 + j0 \quad (2.6)$$

Al descomponer los tres fasores asimétricos en sus componentes simétricas se puede reducir el número de magnitudes desconocidas, expresando cada componente de $\bar{V}_b$ y $\bar{V}_c$ como un producto de **a** y la componente $\bar{V}_a$ (Referencia) como se muestran en las siguientes ecuaciones:

$$\bar{V}_{b0} = \bar{V}_{a0} \quad (2.7)$$

$$\bar{V}_{b1} = \boldsymbol{a}^2\bar{V}_{a1} \quad (2.8)$$

$$\bar{V}_{b2} = \boldsymbol{a}\bar{V}_{a2} \quad (2.9)$$

$$\bar{V}_{c0} = \bar{V}_{a0} \quad (2.10)$$

$$\bar{V}_{c1} = \boldsymbol{a}\bar{V}_{a1} \quad (2.11)$$

$$\bar{V}_{c2} = \boldsymbol{a}^2\bar{V}_{a2} \quad (2.12)$$

Se conoce que los fasores desbalanceados son igual a la suma de cada una de las componentes simétricas y sustituyendo las equivalencias obtenidas en (2.7; 2.8; 2.9; 2.10; 2.11; y 2.12) resulta:

$$\bar{V}_a = \bar{V}_{a0} + \bar{V}_{a1} + \bar{V}_{a2} \quad (2.13)$$

$$\bar{V}_b = \bar{V}_{a0} + \boldsymbol{a}^2\bar{V}_{a1} + \boldsymbol{a}\bar{V}_{a2} \quad (2.14)$$

$$\bar{V}_c = \bar{V}_{a0} + \boldsymbol{a}\bar{V}_{a1} + \boldsymbol{a}^2\bar{V}_{a2} \quad (2.15)$$

Las ecuaciones (2.13; 2.14; 2.15) pueden ser escritas en forma matricial como se ilustra en (2.13):

$$\begin{bmatrix}\bar{V}_a\\ \bar{V}_b\\ \bar{V}_c\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}1 & 1 & 1\\ 1 & \boldsymbol{a}^2 & \boldsymbol{a}\\ 1 & \boldsymbol{a} & \boldsymbol{a}^2\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\bar{V}_{a0}\\ \bar{V}_{a1}\\ \bar{V}_{a2}\end{bmatrix} = \boldsymbol{A}\begin{bmatrix}\bar{V}_{a0}\\ \bar{V}_{a1}\\ \bar{V}_{a2}\end{bmatrix} \quad (2.16)$$

Dónde:

$$\boldsymbol{A} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \boldsymbol{a}^2 & \boldsymbol{a} \\ 1 & \boldsymbol{a} & \boldsymbol{a}^2 \end{bmatrix} \tag{2.17}$$

Luego:

$$\boldsymbol{A^{-1}} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \boldsymbol{a} & \boldsymbol{a}^2 \\ 1 & \boldsymbol{a}^2 & \boldsymbol{a} \end{bmatrix} \tag{2.18}$$

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_{a0} \\ \bar{V}_{a1} \\ \bar{V}_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \boldsymbol{a} & \boldsymbol{a}^2 \\ 1 & \boldsymbol{a}^2 & \boldsymbol{a} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_a \\ \bar{V}_b \\ \bar{V}_c \end{bmatrix} = \boldsymbol{A}^{-1} \begin{bmatrix} \bar{V}_a \\ \bar{V}_b \\ \bar{V}_c \end{bmatrix} \tag{2.19}$$

Sobre la base de esta transformación, se pueden obtener los elementos de secuencia en función de los fasores desbalanceados mediante las ecuaciones (2.20; 2.21; 2.22).

$$\bar{V}_{a0} = \frac{1}{3}(\bar{V}_a + \bar{V}_b + \bar{V}_c) \tag{2.20}$$

$$\bar{V}_{a1} = \frac{1}{3}(\bar{V}_a + \boldsymbol{a}\bar{V}_b + \boldsymbol{a}^2\bar{V}_c) \tag{2.21}$$

$$\bar{V}_{a2} = \frac{1}{3}(\bar{V}_a + \boldsymbol{a}^2\bar{V}_b + \boldsymbol{a}\bar{V}_c) \tag{2.22}$$

Las corrientes también pueden ser expresadas en función de las componentes simétricas de manera tal que se puede escribir mediante las ecuaciones (2.23; 2.24; 2.25) y, las corrientes simétricas en función de las corrientes de fase, ver ecuaciones (2.26, 2.27, 2.28)

$$\bar{I}_a = \bar{I}_{a0} + \bar{I}_{a1} + \bar{I}_{a2} \tag{2.23}$$

$$\bar{I}_b = \bar{I}_{a0} + \boldsymbol{a}^2\bar{I}_{a1} + \boldsymbol{a}\bar{I}_{a2} \tag{2.24}$$

$$\bar{I}_c = \bar{I}_{a0} + \boldsymbol{a}\bar{I}_{a1} + \boldsymbol{a}^2\bar{I}_{a2} \tag{2.25}$$

$$\bar{I}_{a0} = \frac{1}{3}(\bar{I}_a + \bar{I}_b + \bar{I}_c) \tag{2.26}$$

$$\bar{I}_{a1} = \frac{1}{3}(\bar{I}_a + \boldsymbol{a}\bar{I}_b + \boldsymbol{a}^2\bar{I}_c) \tag{2.27}$$

$$\bar{I}_{a2} = \frac{1}{3}(\bar{I}_a + \boldsymbol{a}^2\bar{I}_b + \boldsymbol{a}\bar{I}_c) \tag{2.28}$$

2.4.4 Fallas en Sistemas Eléctricos de Potencia

Un SEP se encuentra balanceado si la magnitud del voltaje y la corriente en sus tres fases presentan un mismo nivel, además que el ángulo entre estas magnitudes es de 120º.

El ángulo entre el voltaje y la corriente en cada fase depende del flujo de potencia en el instante en el que se mide. “De similar forma un SEP se encuentra en estado estable si las variables eléctricas del sistema permanecen constantes en el tiempo y en un rango de valores aceptable.” [7] En la Figura 2.8 y Figura 2.9 se aprecian las variables del sistema en estado estable.

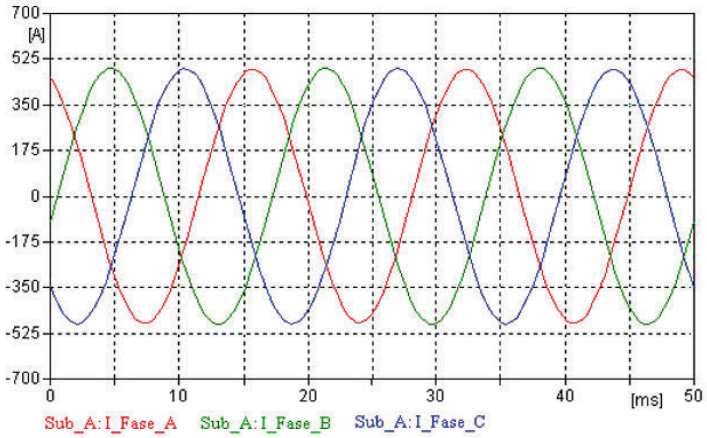


Figura 2.8 Corrientes de las tres fases en estado estable. [4]

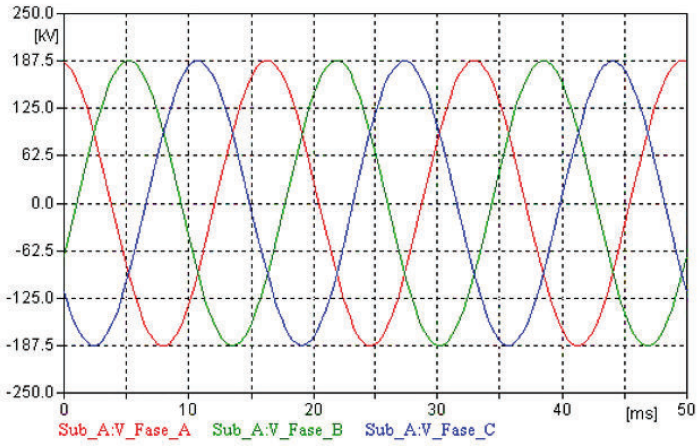


Figura 2.9 Voltaje de las tres fases en estado estable. [4]

Para iniciar el estudio y comprensión de estas perturbaciones en los sistemas de transmisión se asume que las corrientes de carga son despreciables de manera que los generadores estén en vacío y con voltaje 1 pu, y “F” es donde se produce la falla, se tiene:

2.4.4.1 Falla Trifásica a Tierra

Ocurre cuando las tres fases entran en contacto a tierra, con caídas de voltaje y aumento de corriente similar para las tres fases. En la Figura 2.10 se aprecia el diagrama equivalente y la señal característica de las variaciones de corriente ante la presencia de una falla trifásica aislada.

En el punto de falla:

$$[\bar{V}_{fa}\ \ \bar{V}_{fb}\ \ \bar{V}_{fc}] = [0\ \ 0\ \ 0] \tag{2.29}$$

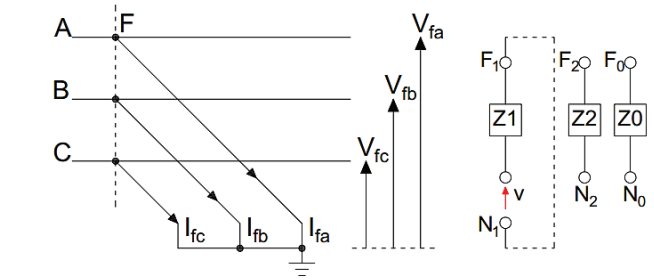
$$\bar{I}_{fa} + \bar{I}_{fb} + \bar{I}_{fc} = 0 \tag{2.30}$$

Transformando a componentes simétricas se tiene:

$$[\bar{V}_{f1}\ \ \bar{V}_{f2}\ \ \bar{V}_{f0}] = [0\ \ 0\ \ 0] \tag{2.31}$$

$$[\bar{I}_{f1}\ \ \bar{I}_{f2}\ \ \bar{I}_{f0}] = [\bar{I}_{fa}\ \ 0\ \ 0] \tag{2.32}$$

El circuito equivalente está formado por la componente de secuencia positiva. [3]



$I_{fa} + I_{fb} + I_{fc} = 0$

$v_{fa} + v_{fb} + v_{fc} = 0$

a)

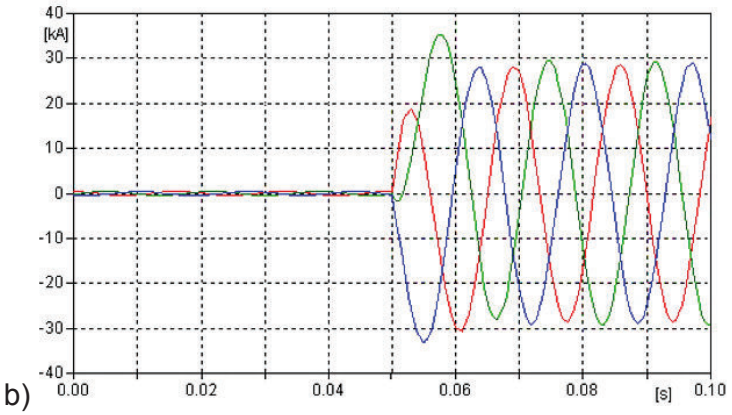


Figura 2.10 Falla trifásica a tierra: a) Diagrama equivalente, b) Señal característica de corriente**.** [1]

2.4.4.2 Falla Fase-Tierra

Este tipo de falla afecta una fase del SEP, presentándose un aumento de corriente y caída de voltaje en la fase que ocurre el evento.

La falla puede ser de baja impedancia (falla franca) con valores cercanos a 0 ohmios, de media ó de alta impedancia con valores mayores a 30 y 60 ohmios, respectivamente. 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 del SEP. En contraste las fallas francas presentan un importante aumento de la corriente, lo cual facilita su detección.

En el punto de falla se tiene que:

$$[\bar{V}_{fa}\ \bar{V}_{fb}\ \bar{V}_{fc}] = [0\ \bar{V}_{fb}\ \bar{V}_{fc}] \tag{2.33}$$

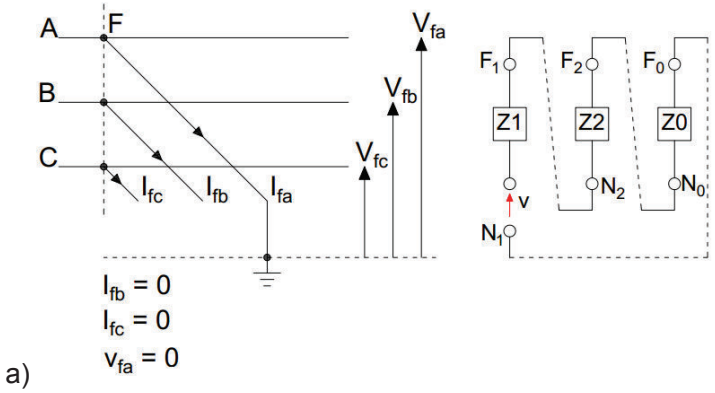
$$[\bar{I}_{fa}\ \bar{I}_{fb}\ \bar{I}_{fc}] = [\bar{I}_{fa}\ 0\ 0] \tag{2.34}$$

Transformando a componentes simétricas se tiene:

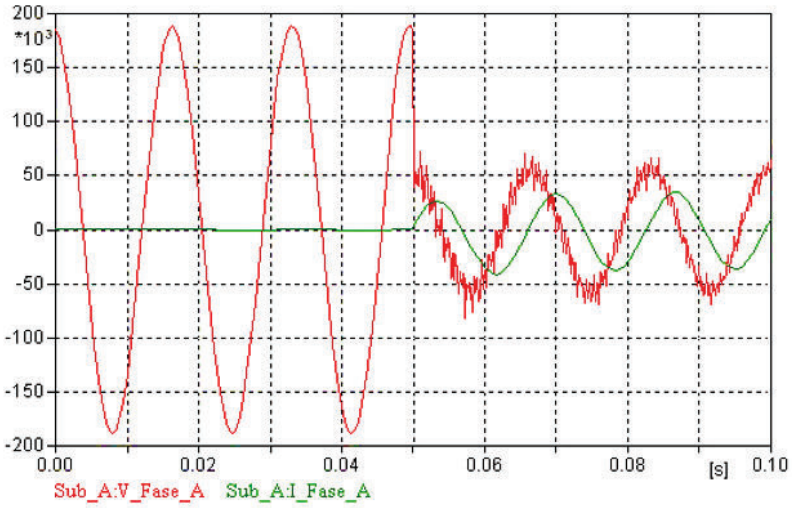
$$[\bar{I}_{f1}\ \bar{I}_{f2}\ \bar{I}_{f0}] = \frac{1}{3}[\bar{I}_{fa}\ \bar{I}_{fa}\ \bar{I}_{fa}] \tag{2.35}$$

$$\bar{V}_{f1}\ \bar{V}_{f2}\ \bar{V}_{f0} = 0 \tag{2.36}$$

El circuito equivalente se forma con las tres redes de secuencia conectadas en serie.



a)



b)

Figura 2.11 Falla Fase-Tierra: a) Diagrama equivalente, b) Señal característica de corriente y voltaje. [1]

2.4.4.3 Falla Fase - Fase

Se presenta entre dos fases de forma aislada de la tierra. En el sistema de transmisión entre otras causantes, se frecuenta este tipo de fallas ante la presencia de incendios forestales aledaños a la línea de transmisión, ya que estos ocasionan cambios en la rigidez dieléctrica del aire y en sus propiedades de conducción.

En la **Figura 2.12** se observa un ejemplo del comportamiento de la corriente en las tres fases cuando se presenta esta falla.

Si se produce una falla entre las fases b y c en el punto F, se tiene:

$$[\bar{V}_{fa}\ \bar{V}_{fb}\ \bar{V}_{fc}] = [\bar{V}_{fa}\ \bar{V}_{fb}\ \bar{V}_{fc}] \qquad (2.37)$$

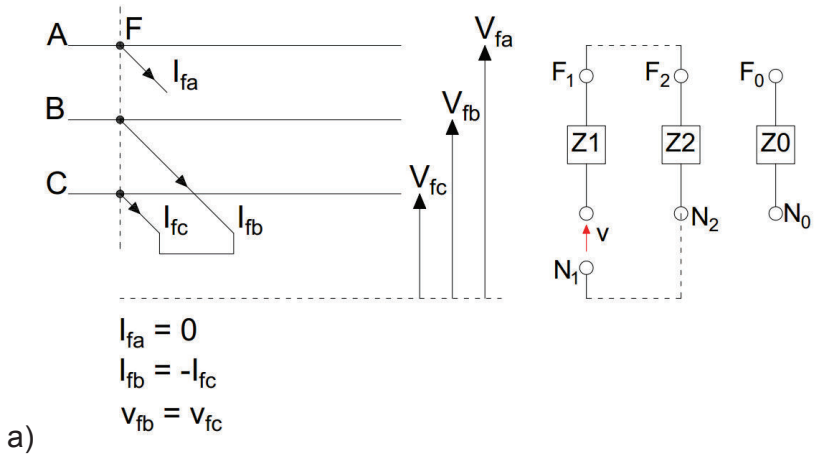
$$[\bar{I}_{fa}\ \bar{I}_{fb}\ \bar{I}_{fc}] = [0\ \bar{I}_{fb}\ -\bar{I}_{fb}] \qquad (2.38)$$

Transformando a componentes simétricas se tiene:

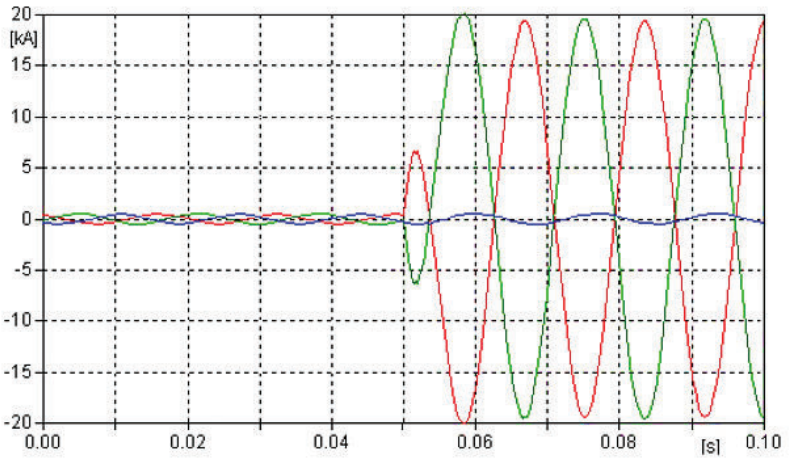
$$\bar{I}_{f1} = -\bar{I}_{f2} \qquad (2.39)$$

$$\bar{V}_{f1} = \bar{V}_{f2} \qquad (2.40)$$

El circuito equivalente del sistema para este tipo de falla, es con las redes de secuencia positiva y negativa en paralelo.



a)



b)

Figura 2.12 Falla Fase-Fase: a) Diagrama equivalente, b) Señal característica de corriente. [1]

2.4.4.4 Falla Dos Fases a Tierra

Este tipo de falla afecta a dos fases del SEP, no son muy frecuentes ya que en su mayor parte se debe a fallas mecánicas de la línea de transmisión, 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 el voltaje.

En la **Figura 2.13** se puede apreciar el comportamiento de la corriente frente a este tipo de falla. [1].

Si las fases b y c se ponen a tierra, en el punto de falla se tiene que:

$$[\bar{V}_{fa}\ \ \bar{V}_{fb}\ \ \bar{V}_{fc}] = [\bar{V}_{fa}\ \ 0\ \ 0] \qquad (2.41)$$

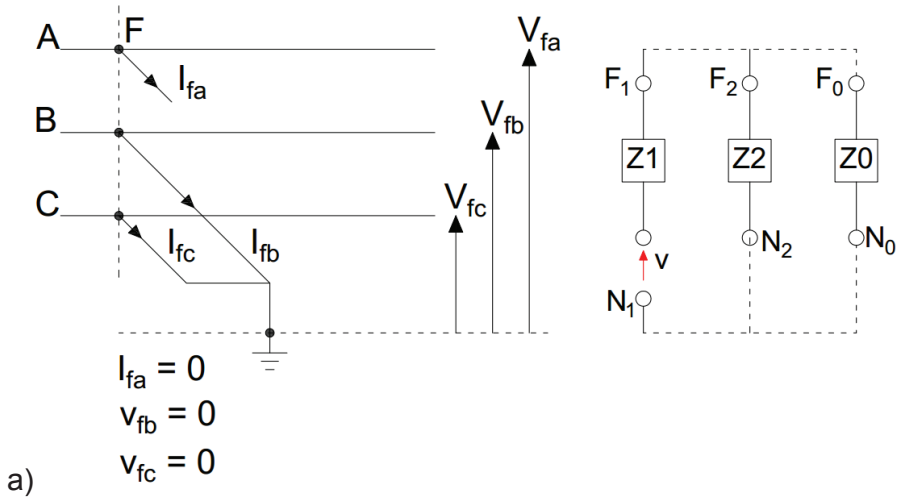
$$[\bar{I}_{fa}\ \ \bar{I}_{fb}\ \ \bar{I}_{fc}] = [0\ \ \bar{I}_{fb}\ \ \bar{I}_{fc}] \qquad (2.42)$$

Transformando a componentes simétricas se tiene:

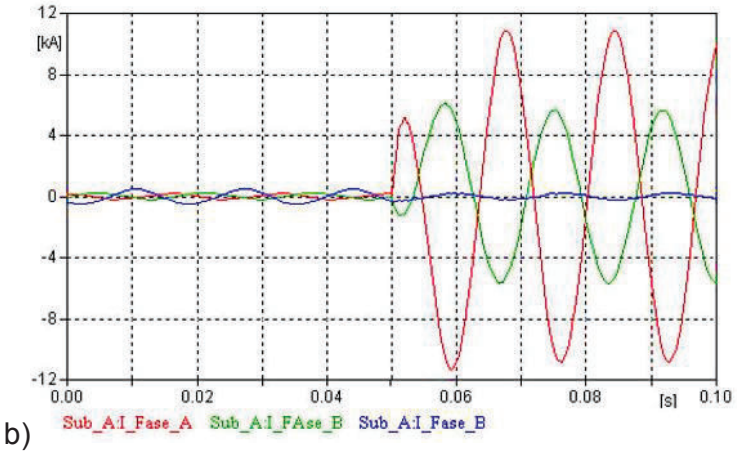
$$\bar{I}_{f1} = -(\bar{I}_{f2} + \bar{I}_{f0}) \qquad (2.43)$$

$$\bar{V}_{f1}\ \ = \bar{V}_{f2} = \bar{V}_{f0} \qquad (2.44)$$

Lo que significa que las tres redes de secuencia están conectadas en paralelo.



a)



b)

Figura 2.13 Falla Fase-Fase-Tierra: a) Diagrama equivalente, b) Señal característica de corriente. [1]

2.5 Registradores de Fallas

Un registrador de fallas no es un equipo de protección. Como su nombre lo indica los registradores están encargados de almacenar los datos de voltajes y corrientes una vez se ha detectado una perturbación en el sistema, con el propósito de contar con esta herramienta para el análisis posterior a la falla. “Existen diferentes tipos de posibilidades de estados que deben ser consideradas al momento de analizar una falla y su correspondiente registro” [2]; esto se ilustra en la Figura 2.14:

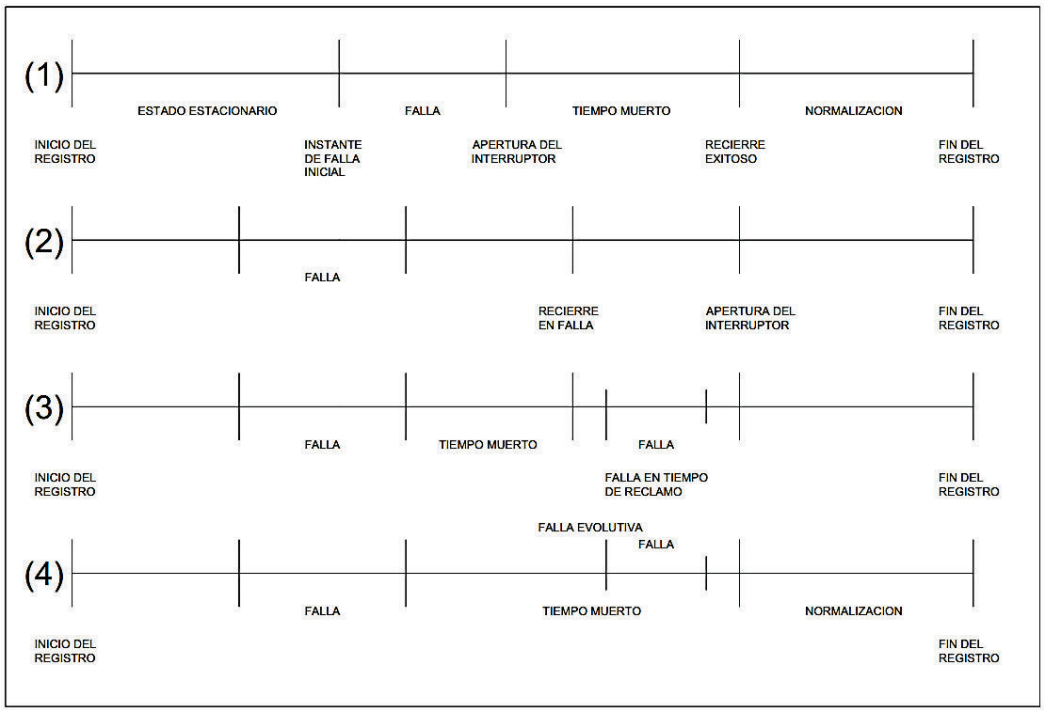


Figura 2.14 Estados típicos que se presentan en un registro oscilográfico durante una falla. [2]

En los estados ilustrados en la Figura 2.14 el proceso para el registro de la falla es idéntico, inicialmente los registradores se encuentran recibiendo y grabando las señales asociadas, existe un momento en el cual ocurre una falla y es en este instante donde los IEDs deben detectar esta anomalía y mandar una señal de disparo a los disyuntores. “Posteriormente y en el tiempo de operación establecido se abre el interruptor para despejar la falla, a partir de ese momento se empieza a contabilizar un tiempo (generalmente del orden de los milisegundos) para realizar un recierre, es decir volver a cerrar el interruptor y comprobar si la falla fue despejada. A este lapso se le conoce como tiempo muerto; si la anomalía fue despejada se deja cerrado el interruptor definitivamente y se normaliza el sistema (Caso 1).” [2]

“Si la falla aún no ha sido despejada al momento de realizar el recierre, el interruptor es abierto nuevamente y se realiza una apertura definitiva pues la anomalía aún persiste en el sistema (Caso 2).” [2]

“Existe otro caso que se puede presentar y es en el que una vez transcurrido el tiempo muerto se realiza el recierre y no se encuentra falla, por lo cual el interruptor se deja cerrado, en este instante empieza a contar un nuevo tiempo, conocido como tiempo de reclamo que igualmente es del orden de milisegundos, en el cual se da una espera a ver si el recierre fue realmente exitoso, sin embargo si se presenta una falla en este periodo de tiempo, el interruptor abre definitivamente y saca de servicio el tramo fallado, este tipo de falla se conoce como falla en tiempo de reclamo (Caso 3).” [2]

“Por último, se considera el caso en donde durante el tiempo muerto ocurre nuevamente una falla, conocida como falla evolutiva. Sin embargo, como el interruptor está abierto no existen consecuencias directas sobre el área fallada y por lo tanto si al momento de finalizar el tiempo muerto y realizar el recierre esta nueva falla también se despejó, el recierre se considera exitoso y se normaliza el servicio (Caso 4).” [2] En caso contrario donde la falla evolutiva no se despeja, se tendría las mismas características que las del Caso 2 y se abriría el interruptor de manera definitiva.

Todas las operaciones que se han mencionado son operaciones estandarizadas en tiempos y procedimientos, además que se encuentran pre programadas en las subestaciones del SEP según la importancia de cada una de las líneas de transición, este

control lo realiza TRANSELECTRIC previo un análisis minucioso y que dependiendo de la topología es susceptible a cambios, cabe recalcar que para el análisis es necesario posicionarse al inicio del oscilograma, conocido como estado estacionario sin importar que caso de perturbación presente la línea de transmisión, con el fin de ubicar la falla o evitar que se presente otra falla en ese lugar.

2.6 Registros de Voltaje y Corriente

Actualmente una gran parte de IEDs de protección instalados en las subestaciones del SEP del Ecuador cuentan con una gran capacidad de almacenamiento de información, y realizan un archivo histórico de cada evento para análisis y estudios posteriores. La metodología aquí propuesta está encaminada a utilizar señales de voltaje y corriente de un solo extremo de la línea, para resolver el problema de detección, clasificación y localización de fallas utilizando un conjunto de etapas las mismas que se ejecutan en procesos simultáneos para mejorar el tiempo del algoritmo digital.

2.6.1 Procesamiento de los Registros de Voltaje y Corriente

En este trabajo de titulación se aprovecharon las bondades del intercambio de información entre el ATP/EMTP y MATLAB, los mismos que permiten obtener registros adecuados mediante una simulación virtual de forma automática de las señales de voltaje y corriente de diferentes tipos de fallas en el sistema de prueba, “cabe recalcar que existe IEDs con diferentes tecnologías y técnicas dependiendo de la marca fabricante y del año de fabricación pero sin importar estos factores mencionados los mismos se encuentran estandarizados” [8], permitiendo elaborar un modelo detallado para el caso de estudio, y con el firme propósito que dicho programa tendrá la capacidad de acoplarse a nuevos escenarios.

La utilización adecuada de herramientas informáticas se detalla en los Anexos I, II y III.

2.7 Formato Estandarizado IEEE COMTRADE (Common Format for Transient Data)

“Es importante mencionar que estandarización de datos de los registradores, establecen los parámetros generales que constituyen el formato común para el intercambio de datos transitorios, COMTRADE, formato de la IEEE y estandarizado por la norma IEEE Std. C37.111., con la finalidad de generar archivos que puedan ser reconocidos por diferentes tipos de programa.” [9]

COMTRADE al ser utilizado para el estudio y diagnóstico de fallas, se convierte en un recurso fundamental para la formulación y desarrollo del algoritmo digital en el análisis de fallas y lazos de impedancia, generando el registro primordial para el procesamiento de datos y mejorando el tiempo de su respectivo análisis.

2.7.1 Versiones

“El formato COMTRADE, fue normalizado en su origen en el año 1991 y posteriormente modificado en el año de 1999 sin embargo las variables requeridas para la implementación de los algoritmos son comunes para las dos versiones de COMTRADE, con variaciones en las cabeceras de los archivos generados.” [10]

El presente trabajo contempla estas diferencias permitiendo que el programa pueda utilizar cualquiera de las versiones, de esta manera evitar errores existentes en la adquisición de datos.

2.7.2 Archivos

COMTRADE presenta cuatro tipos de archivos con las extensiones: (.CFG), (.INF) (.HDR) y (.DAT). En la segunda versión se engloba todas las extensiones en un único archivo con extensiones (.CFF).

En el desarrollo del trabajo se ha utilizado las extensiones (.DAT) y (.CFG).

2.7.3 Datos Críticos y no Críticos

Algunos de los datos del archivo configuración (.CFG) no son absolutamente necesarios para la reproducción de los datos de una muestra y algunas variables, este archivo puede no ser relevante para una aplicación particular. Tales datos pueden ser descritos como **no críticos** y pueden ser omitidos. Sin embargo, se debe mantener la posición que ocupan estas variables, en el orden adecuado para conservar la integridad del archivo, cualquier dato considerado **crítico** es necesario para la reproducción de una muestra, de llegar a faltar una de ellas el archivo podría quedar inutilizable.

2.7.4 Archivos de Datos (.DAT)

Los archivos de datos tienen la extensión (.DAT) grabados en el formato ASCII y son archivos de texto planos estrictamente ordenados, que contienen la información o los datos correspondientes a la conversión análoga/digital, se simbolizan como valores numéricos los cuales son representaciones a escala del evento simulado de fallas en los canales asignados y descritos en el archivo de configuración. Esto permitiendo al programa una reconstrucción de las señales, previo a un intercambio de información con los archivos (.CFG) para obtener la información que contienen los canales analógicos y digitales.

Para la reconstrucción de señales análogas, se debe operar los elementos de los registros de los voltajes y las corrientes con los parámetros *a* y *b*, propias del estándar Std. C37.111.

$$\text{Valor instantáneo} = a*Xi + b \quad [11]$$

Donde:

- *Xi:* corresponde a cada valor asignado dentro del archivo (.DAT) para cada muestra de los diferentes canales. De esta manera se crea un conjunto de puntos que, puestos en un plano de tiempo contra la magnitud de la señal leída, constituyen la imagen y los valores reales.
- (*a* y *b*) son valores característicos del estándar Std. C37.111 para realizar la conversión análoga/digital y se encuentran en el archivo (.CFG) para cada registro.

La estructura del archivo de datos constituye filas y columnas.

La **Figura 2.15**, muestra un ejemplo de un archivo con extensión .DAT en el formato ASCII.

La primera columna {1} indica el número de secuencia, y la segunda columna {2} indica el tiempo para este número de muestra. A partir de la tercera columna se muestra la entrada de los canales estado.

“Cada fila también denominada exploración se utiliza una coma para separar los datos y el último valor termina con un retorno (<CR / LF>) que indica el final de la fila de datos.” [10]

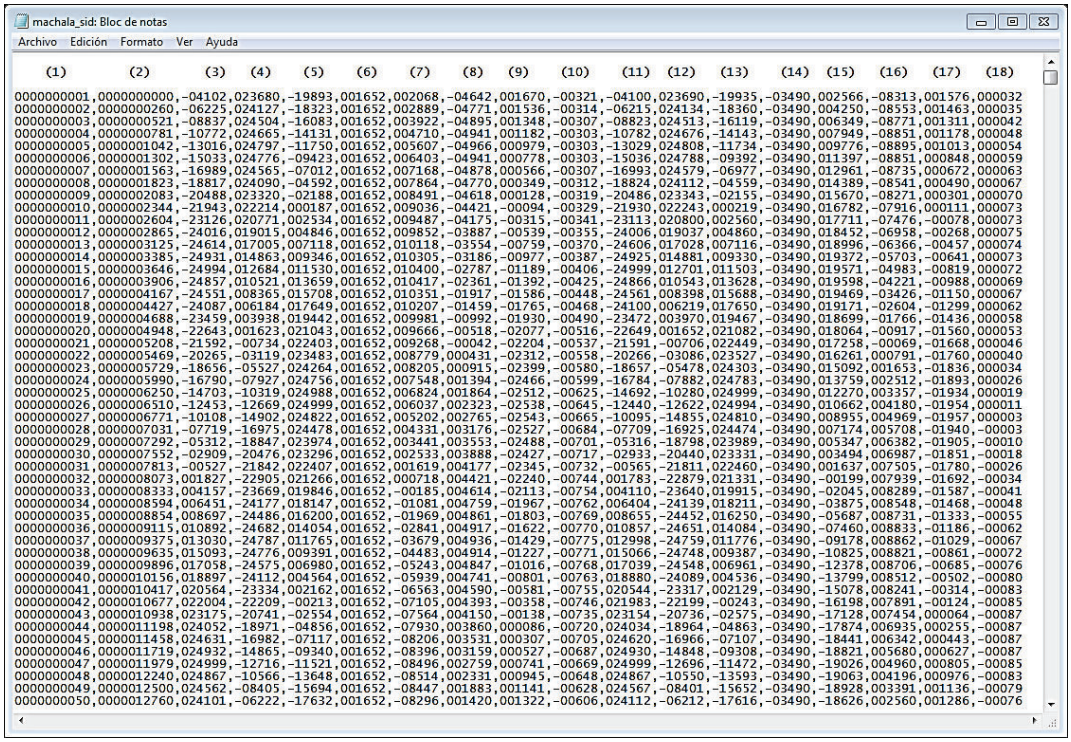


Figura 2.15 Estructura de un archivo de datos (.DAT) en formato ASCII. [10]
Cada registro se muestra orientado de la siguiente manera:

n, timestamp, A1, A2, ... Ak, D1, D2, ... Dm

“Dónde, n es el número de muestra cuya longitud mínima es de 1 carácter, y la longitud máxima de 10 caracteres para un valor mínimo igual a 1 y un valor máximo igual a 9999999999.” [12]

Para el caso de Timestamp o marca de tiempo, se refiere al tiempo transcurrido desde la primera muestra de datos en un archivo, se confiere un producto de la marca de tiempo y el multiplicador de tiempo en el archivo de configuración denominado (timestamp; timemult) el cual se debe presentar en unidades de microsegundos en el ejemplo la columna {2}.

La variable A1 enmarca los valores de los datos de canal digital separados por una coma hasta finalizar todos los datos de los canales digitales con las siguientes características: longitud mínima igual a 1 caracter y con una longitud máxima de 6 caracteres. La variable *Ak* contempla los valores que deben estar representados situando el valor 99999 en el campo en el ejemplo las columnas {3}, {4}, {5}, {6}, {7}, {8}, {9}, {10}, {11}, {12}, {13}, {14}, {15}, {16}, {17}, {18} que representan a las señales digitales que se detalla a continuación**:**

{3} MCH/ SID_1/ Va, Voltaje A de la primera línea.

{4} MCH/ SID_1/ Vb, Voltaje B de la primera línea.

{5} MCH/ SID_1/ Vc, Voltaje C de la primera línea.

{6} MCH/ SID_1/ Vn, Voltaje N de la primera línea.

{7} MCH/ SID_1/ Ia, Corriente A de la primera línea.

{8} MCH/ SID_1/ Ib, Corriente B de la primera línea.

{9} MCH/ SID_1/ Ic, Corriente C de la primera línea.

{10} MCH/ SID_1/ In, Corriente N de la primera línea.

{11} MCH/ SID_2/ Va, Voltaje A de la segunda línea.

{12} MCH/ SID_2/ Vb, Voltaje B de la segunda línea.

{13} MCH/ SID_2/ Vc, Voltaje C de la segunda línea.

{14} MCH/ SID_2/ Vn, Voltaje N de la segunda línea.

{15} MCH/ SID_2/ Ia, Corriente A de la segunda línea.

{16} MCH/ SID_2/ Ib, Corriente B de la segunda línea.

{17} MCH/ SID_2/ Ic, Corriente C de la segunda línea.

{18} MCH/ SID_2/ In, Corriente N de la segunda línea.

“La variable D1 se refiere a los datos del canal de estado separados por comas los cuales tomarán únicamente dos valores 0 o 1 para señalar los datos que faltan o no. La variable Dm genera los casos ajustándose a los números 1 o 0. El último valor de los datos de una muestra es efectivo para el retorno correspondiente al último valoren el ejemplo no es necesario ya que se dispone de todos los datos del registro.” [12]

2.7.5 Archivos de Configuración (.CFG)

“El archivo de configuración (.CFG) es un archivo de texto en formato ASCII que provee al usuario o a un programa computacional la facilidad de interpretar los registros y los valores de datos asociados en el archivo de datos (.DAT).” [12]

Entre la información más relevante que posee este tipo de archivos se encuentra:

- Nombre de la Subestación, identificación del elemento que genera el registro, y el año del Estándar COMTRADE.
- Número y tipos de canales.
- Nombre del canal, unidades, y factores de conversión.
- Etiqueta con el nombre asignado al canal del registrador, de esta etiqueta se obtiene la nomenclatura de la bahía de línea hacia dónde va el registro: MOL/PAS1.
- Unidad de medida asociada a este canal: V, A.
- Factor de conversión **“**a**”** producto de la conversión A/D
- Factor de conversión ***“b”*** producto de la conversión A/D
- Frecuencia de Línea.
- Frecuencia de muestreo y número de muestras de cada canal.
- Fecha y tiempo del primer punto.
- Fecha y tiempo del punto de disparo.
- Tipo del archivo de datos.
- Factor de multiplicación del tiempo.

Esta información es importante ya que se pretenden implementar un programa mediante MATLAB, y es necesario que se posea claridad respecto a la estructura sobre la cual están diseñados los archivos de configuración, y se conozcan detalladamente las posiciones que ocupan los parámetros a estudiar dentro del archivo de texto (fila y columna dentro del (.CFG)).

Dichos parámetros hacen referencia a los campos mencionados anteriormente y son ilustrados continuación en la **Figura 2.16.**

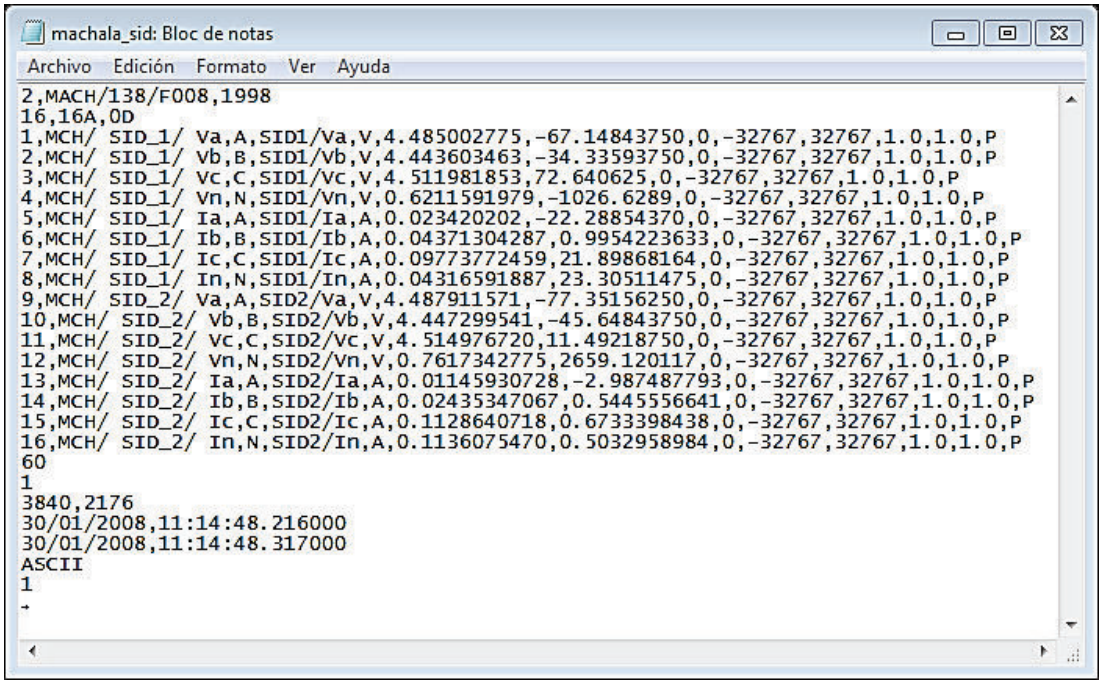


Figura 2.16 Estructura de un archivo de configuración (.CFG) en formato ASCII

La estructura general de un archivo con la extensión .CFG se ilustra en **Figura 2.17**

station_name,rec_dev_id,rev_year
TT,##A, ##D
An,ch_id,ph,ccbm,uu,a,b,skew,min,max,primary,secondary,PS
An,ch_id,ph,ccbm,uu,a,b,skew,min,max,primary,secondary,PS
An,ch_id,ph,ccbm,uu,a,b,skew,min,max,primary,secondary,PS
An,ch_id,ph,ccbm,uu,a,b,skew,min,max,primary,secondary,PS
lf
nrates
samp,endsamp
dd/mm/yyyy,hh:mm:ss.ssssss
dd/mm/yyyy,hh:mm:ss.ssssss
ft
timemult

Figura 2.17 Estructura general de un archivo de configuración (.CFG) [12]

2.7.5.1 Nombre de la subestación, identificación del elemento que genera el registro, y el año del estándar Comtrade.

La primera línea del archivo configuración contiene el nombre de la subestación, la identificación del elemento que genera el registro, y el año del Estándar COMTRADE.

station_name,rec_dev_id,rev_year [12]

- *station_name:* Es el nombre de la localización de la Subestación, No crítico, alfanumérico, entre 0 y 64 caracteres.
- *rec_dev_id:* Es el número de identificación o nombre del elemento del que se obtendrá el registro. No crítico, alfanumérico, entre 0 y 64 caracteres.
- *rev_year:* Es el año de la revisión del estándar por ejemplo 1999, Crítico, numérico, solamente cuatro caracteres, si este campo no aparece se asume que es la versión principal hecha en 1991.

2.7.5.2 Número y tipos de canales.

Esta línea contiene el número y tipos de canales de cada dato almacenado, en el archivo de datos.

TT,##A,##D<CR/LF> [12]

- *TT:* Es el número total de canales. Crítico, numérico, entero, entre 1 y 7 caracteres, entre 1 y 999999, este valor debe ser igual a la suma de los canales analógicos y digitales.
- *##A*: Es el número de canales analógicos mostrados con un identificador A. Crítico, alfanumérico, entre 2 y 7 caracteres, entre 0A y 999999A,
- *##D:* Es el número de canales digitales mostrados con un identificador D. Crítico, alfanumérico, entre 2 y 7 caracteres, entre 0D y 999999D.

2.7.5.3 Canal Analógico

Este grupo de líneas contiene información del canal analógico. Hay una línea por cada canal analógico, el número total de líneas debe ser igual a ##A.

An,ch_id,ph,ccbm,uu,a,b,skew,min,max,primary,secondary,PS<CR/LF> [12]

- *An*: Es el número del canal analógico. Crítico, numérico, entero, entre 1 y 6 caracteres, entre 1 y 999999, Los ceros a la izquierda o espacios no son necesarios. Deben estar en forma secuencial a partir de 1 hasta el número total de canales analógicos.
- *ch_id:* Es el identificador del canal. No crítico, alfanumérico, entre 0 y 64 caracteres.

- *ph:* Es la identificación de la fase del canal. No crítico, alfanumérico, entre 0 y 2 caracteres.
- *ccbm*: Es la componente siendo monitoreada. No crítico, alfanumérico, entre 0 y 64 caracteres.
- *uu*: Es la unidad del canal (kV, V, kA, A). Crítico alfanumérico, entre 1 y 32 caracteres. Nomenclatura de las unidades de cantidades físicas según el estándar especificado en la (IEEE Std 260.1-1993 o IEEE Std 280-1985).
- *a*: Es el multiplicador del canal. Real crítico, numérico, entre 1 y 32 caracteres.
- *b***:** Es el valor que se suma al canal. Real crítico, numérico, entre 1 y 32 caracteres.

El factor de conversión del canal es de la forma "*axi+ b*" en unidades "*uu*" especificadas. Los valores de los datos almacenados corresponden a "x", en el archivo (.DAT). A los valores del muestreo que le corresponden "x" se lo multiplica por el factor "a" y luego le suma el factor "b.

Valor instantáneo = aXi + b [12]

- *skew***:** Es el tiempo del canal en (μs) desde el inicio del periodo de muestreo. No crítico, número real, entre 1 y 32 caracteres.

El campo provee información de la diferencia de tiempo entre el muestreo de canales, dentro de un registro de muestreo.

- *min:* Es el mínimo valor del rango de datos de un canal. Crítico, entero, numérico, entre 1 y 6 caracteres. (mínimo valor = -99999 máximo valor = 99999 (en archivos de datos donde el rango esta dado en formato binario el límite está dado de -32767 a 32767).
- *max:* Es el máximo valor del rango de datos de un canal. Crítico, entero, numérico, entre 1 y 6 caracteres. (mínimo valor = -99999 máximo valor = 99999 (en archivos de datos donde el rango esta dado en formato binario el límite está dado
- *primary (P):* Es el factor del radio del transformador de corriente o voltaje del lado primario del canal. Crítico, real, numérico, entre 1 y 32 caracteres.
- *secondary (S):* Es el factor del radio del transformador de corriente o voltaje del lado secundario del canal. Crítico, real, numérico, entre 1 y 32 caracteres.

- *PS:* Es el dato del identificador de escalamiento del primario o secundario. Este carácter especifica si los valores recibidos del factor de conversión de la ecuación "axi+b" del canal representa al valor del primario o secundario Crítico, alfabético solamente un carácter y los caracteres válidos son: *"p", "P", "s", "S".*

Los datos en el archivo .DAT, los factores de conversión del canal, y las unidades del canal, se pueden referir a las unidades del primario o del secundario, así una línea de 345 kV será expresado en kV y si los datos están referidos al lado secundario 120 V serán expresados como 0.12 kV.

Los valores establecidos se describen en la **Tabla 2.1**.

Tabla 2.1 Transformación de Valores de Primario a Secundario.

Valor Requerido	**Configuración de la variable PS**	
	P (valor proporcionado del primario)	**S (valor proporcionado del secundario)**
Primario	Usar valor	Multiplicar por el valor primario y dividirlo para el valor secundario
Secundario	Dividir para el valor primario y multiplicarlo por el valor secundario	Usar valor

2.7.5.4 Frecuencia de la línea.

La frecuencia de la red se incluirá en una línea a parte dentro del archivo.

lf <CR/LF> [12]

- lf: Es el valor nominal de la frecuencia en Hz. No crítico, real, numérico, entre 0 y 32 caracteres.

2.7.5.5 Información sobre la velocidad de muestreo.

Esta sección contiene información acerca de la frecuencia de muestreo y el número de muestras obtenidas. Para archivos con una o más frecuencias de muestreo predeterminadas, la información se la comprime en una línea con el número total de frecuencias de muestreo.

nrates <CR/LF> [12]

samp,endsamp <CR/LF> [12]

- *nrates*: Es el número de frecuencias de muestreo en el archivo de datos. Crítico, numérico, entero, entre 1 y 3 caracteres, entre 0 y 999.
- *samp*: Es la frecuencia de muestreo en (Hz). Crítico, numérico, real, entre 1 y 32 caracteres.
- *endsamp*: Es el número de la última muestra. Crítico, numérico, entero, entre 1 y 10 caracteres, entre 1 y 9999999999.

Si "*nrates"* y "*samp"* son cero, "*timestamp"* llega a ser un valor crítico del archivo de datos, y "*endsamp"* debe estar dado como un número del valor de la última muestra del archivo.

Cuando se posee la información de los dos parámetros "*nrates"* y "*samp"* la información de "t*imestamp"* no es necesario disponerla, se utiliza "*nrates"* y "*samp"* para calcular el tiempo de muestreo.

2.7.5.6 Estampa de tiempo

Hay dos valores de tiempo en el archivo configuración. El primer valor de tiempo es el que corresponde al inicio del primer valor del archivo de datos. El segundo valor de tiempo corresponde al valor en el que se localiza el punto de apertura. Estas estampas se presentan en el siguiente formato.

dd/mm/yyyy,hh:mm:ss.ssssss <CR/LF> [12]

dd/mm/yyyy,hh:mm:ss.ssssss <CR/LF> [12]

- *dd*: Es el día del mes. No crítico, numérico, entero, entre 1 y 2 caracteres, su valor está entre 1 y 31.
- *Mm*: Es el mes. No crítico, numérico, entero, entre 1 y 2 caracteres, su valor está entre 1 y 12.
- *yyyy*: Es el año. No crítico, numérico, entero, solamente 4 caracteres, su valor está entre 1900 y 9999, deben incluirse los cuatro caracteres.

Las variables, "*dd", "mm", "yyyy"* son un solo grupo y forman un campo, estos números están separados por "/" y sin espacios.

- *hh*: Es la hora. No crítico, numérico, entero, solamente 2 caracteres, su valor está entre 00 y 23, las horas vienen en formato de 24 h.

- *mm*: Son los minutos. No crítico, numérico, entero, solamente 2 caracteres, su valor está entre 00 y 59.
- *ss.ssssss*: Son los segundos. No crítico, numérico, decimal, su resolución es de 1us, solamente admite 9 caracteres, su valor está entre 00.000000 y 59.000000.

Todos los valores de fecha y tiempo para ser procesados se pueden rellenar con ceros los espacios que se requiera.

2.7.5.7 Tipo de archivo de datos

El archivo de datos identifica si los datos están expresados en formato ASCII o en formato binario.

ft <*CR/LF*> [12]

- Ft: Es el tipo de archivo. Crítico, alfanumérico, entre 5 y 6 caracteres, solamente muestra texto ASCII o ascii, BINARY o binary.

2.7.5.8 Factor de multiplicación del valor del tiempo

timemult <CR/LF> [12]

- *timemult*: Es el factor de multiplicación del tiempo para el campo *(timestamp)* en el archivo de datos. Crítico, numérico, real, entre 1 y 32 caracteres.

Este campo puede ser usado como un factor de multiplicación del campo de tiempo (timestamp) en el archivo de datos, para el escalamiento del tiempo de un registro en formato COMTRADE. La estampa de tiempo tiene como base la unidad de los microsegundos. El tiempo que existe entre muestra y muestra en el archivo de datos está dado por *(timestamp x timemult).*

El archivo Configuración provee información acerca la forma como se debe procesar los datos del archivo .DAT. Sin embargo, como se mencionó algunos de estos datos son críticos y la pérdida de alguno de ellos puede ocasionar que algún programa que pueda leer este tipo de archivos en formato COMTRADE no lo pueda hacer y el registro puede quedar inutilizado. Pero de igual forma hay datos que no son críticos y la pérdida de alguno de ellos no será de tanta importancia, y el archivo aún puede ser utilizado, por algún programa.

3 SIMULACIÓN DIGITAL DE DETECCIÓN, CLASIFICACIÓN Y LOCALIZACION DE FALLAS.

3.1 Preparación de datos

Al ser MATLAB el programa seleccionado para la implementación de la herramienta computacional planteada en este trabajo, se formuló una amplia variedad de formatos admisibles por la herramienta computacional dando cabida al estudio del comportamiento real de los elementos de protección de una línea de transmisión, en un ambiente académico y de investigación siendo operable con registros directos de una simulación, archivos COMTRADE de una carpeta específica y almacenar la información de los archivos (.CFG y .DAT) en matrices de datos donde cada posición de la matriz concuerda con la información almacenada en los archivos con extensión .cfg y .dat, y por último registros oscilográficos reales.

Al tener estos archivos directamente en una variable de tipo matriz en MATLAB facilita extraer los datos que se utilizarán en los cálculos y análisis posteriores.

Dentro de esta subrutina a más de leer los archivos COMTRADE es posible validar cada uno de los contenidos en caso de existir algún inconveniente, también es posible obtener mediante cálculos básicos algunos parámetros de las señales, tales como los valores RMS de los voltajes y corrientes a lo largo de todo el registro, pues se obtiene acceso a los valores muestra a muestra de los voltajes y corrientes en el registro respectivo.

3.2 Módulo de Detección de Fallas

Se debe considerar que en manejo de señales es necesario el uso de filtros que se encuentran embebidos en el algoritmo de detección de fallas.

3.2.1 Filtrado Analógico

Es el procesamiento de señales digitales mediante un filtro anti-aliasing, encargado de limitar el contenido de frecuencia de la señal de entrada a un intervalo que pueda manejar el filtro digital.

3.2.2 Filtrado Digital

Los métodos más comunes en IEDs digitales de protección son: Algoritmo Coseno, Algoritmo de Seno y Fourier. Siendo el último el más oportuno para determinar las componentes de 60 Hz ya que utiliza un ciclo completo para muestreo siendo este más preciso, además que el mismo se lo puede modificar para que trabaje con frecuencias de muestreo de medio ciclo.

3.2.3 Señales Características

Las señales características de voltaje y corriente, se monitorean en un ciclo completo a la frecuencia fundamental durante "*n*" ciclos, en este tiempo el cuadro va recorriendo muestra a muestra, es decir, para formar un nuevo cuadro se elimina la última muestra y se toma una nueva, ver Figura 3.1.

Figura 3.1 Cuadro de "*n*" muestras para un ciclo completo a la frecuencia fundamental. **[13]**

Una vez calculado el fasor y la magnitud correspondiente se archiva de forma independiente y se reinician los parámetros para la siguiente muestra, hasta terminar por completo el registro.

El diagrama de flujo que se muestra a continuación en la Figura 3.2 detalla la forma en que se realiza la lectura de los archivos COMTRADE, y como procesa los registros para obtener un producto final correspondiente a las magnitudes RMS de voltaje y corrientes de fase, al igual que la corriente residual y los ángulos asociados a estas señales.

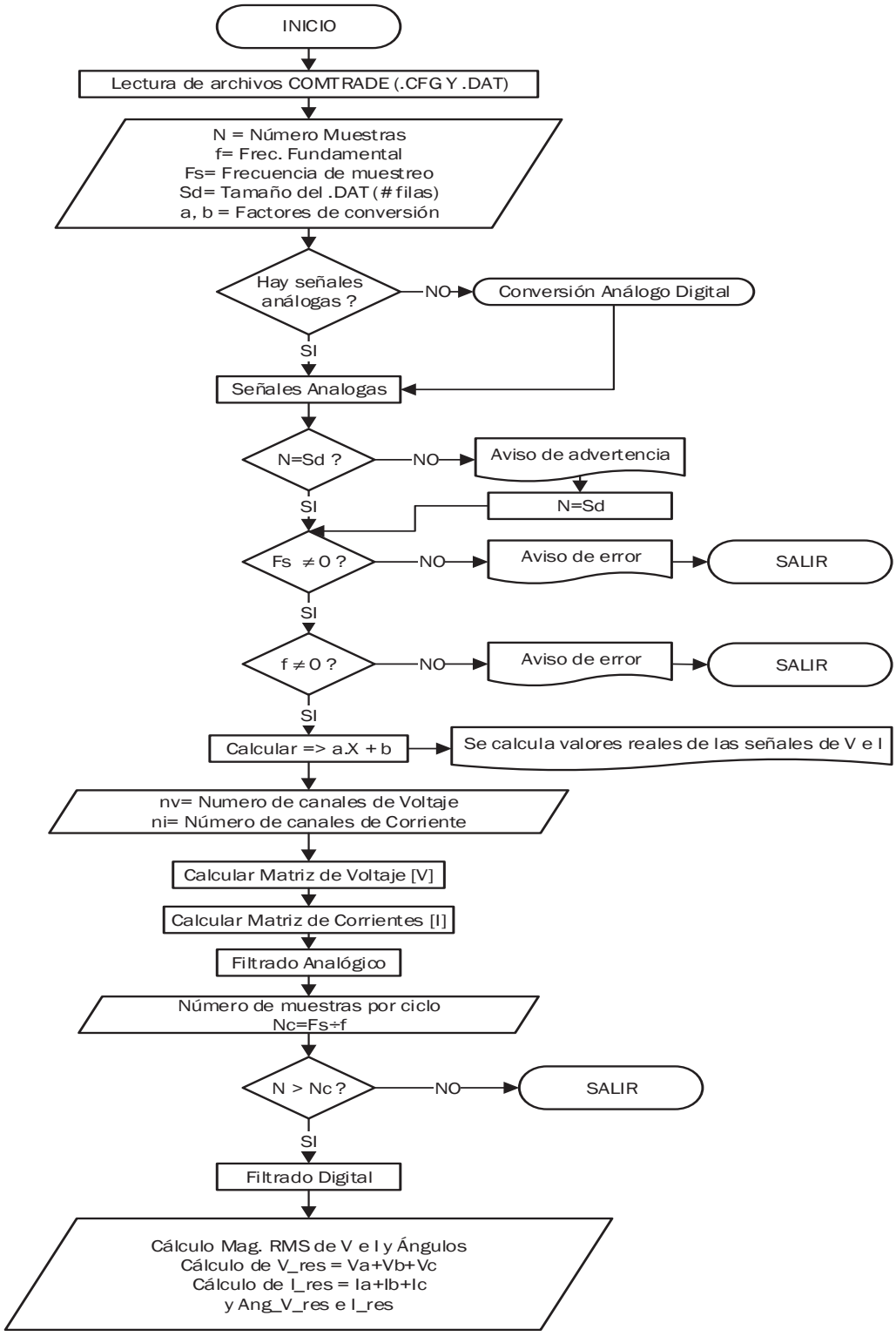


Figura 3.2 Algoritmo para obtener señales características.

3.2.4 Simulación Digital del Módulo de Detección

El módulo de detección se basa en el conocimiento del perfil de las corrientes almacenadas en las cabeceras de cada cuadro de las "*n*" muestras. "Si uno o más valores de las corrientes de línea $|\bar{I}_a|, |\bar{I}_b|$ *e* $|\bar{I}_c|$ son mayores a una corriente umbral $|\bar{I}_t|$ establecido en la norma IEEE Std. 242, [14] entonces se considera que una falla a ocurrido por lo que se procede a registrarla, adicionalmente con los registros de las corrientes se puede calcular la corriente que circula por el neutro $|\bar{I}_{omr}|$, como lo muestra la ecuación (3.1), si este valor supera un corriente umbral $|\bar{I}_d|$, establecido en la norma IEEE Std. 242, [14] se determina que la falla fue a tierra." [15]

$$|\bar{\boldsymbol{I}}_{omr}| = \frac{|\bar{\boldsymbol{I}}_a|+|\bar{\boldsymbol{I}}_b|+|\bar{\boldsymbol{I}}_c|}{3} \qquad (3.1)$$

Las etapas de esta subrutina de detección de falla se las puede identificar en el flujograma de la Figura 3.3

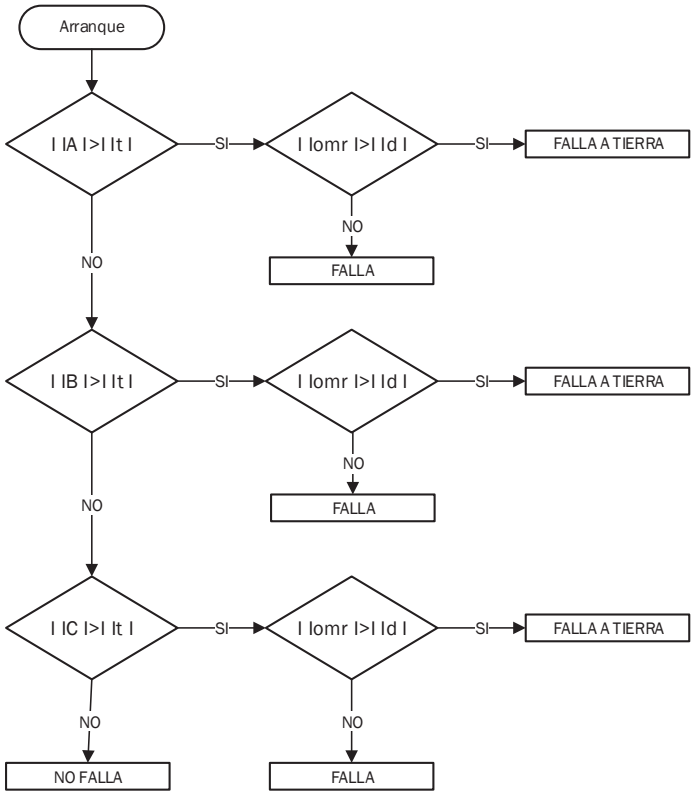


Figura 3.3 Diagrama lógico para detección de falla. **[15]**

Sobre la base de las consideraciones anteriores es importante mencionar que la presente aplicación computacional se basa en calcular características de corriente y voltaje en el

menor tiempo posible, para lo cual se implementó una subrutina que se encarga de definir el intervalo de falla, reconociendo los ciclos en los cuales se inicia y los ciclos en los que finaliza una perturbación, y de esta manera poder establecer el intervalo de falla, permitiendo el proceso de caracterización propia de la perturbación.

Esta etapa del programa es la que más procesos en paralelo utiliza para evitar un consumo excesivo de tiempo pues además de trabajar con miles de registros, debe crear una interfaz didáctica, manejable que facilite el entendimiento de esta función.

Una vez identificado el intervalo en el cual se va a trabajar se debe calcular los valores para un ciclo de muestras antes del instante inicial de la falla, para obtener los valores de las señales en pre-falla conocido también como estado estacionario. Además, el algoritmo requiere los valores de las señales un ciclo después de determinar el instante de falla. Con esta información se proceder a construir la matriz de voltaje y corriente correspondiente al intervalo ya definido conocido como valores en falla. Es importante referenciar las magnitudes de dicha matriz para lo cual se ha tomado como referencia a la Fase A, dándole un valor de 0 grados dejando a las demás variables en un rango de -180˚ y 180˚, de esta manera se obtiene el valor de los ángulos de cada variable involucrada dando lugar a la creación de una nueva matriz integrada por fasores de las variables implicadas, al concluir el intervalo de falla se calcula los valores promedio de cada falla para la señal de corriente.

Una vez obtenidos todos estos valores se puede construir las variaciones de cada señal implicadas en pre-falla y falla.

Las etapas de esta subrutina integrada en el algoritmo general se las puede identificar en el flujograma de la Figura 3.4 que muestra el algoritmo respectivo.

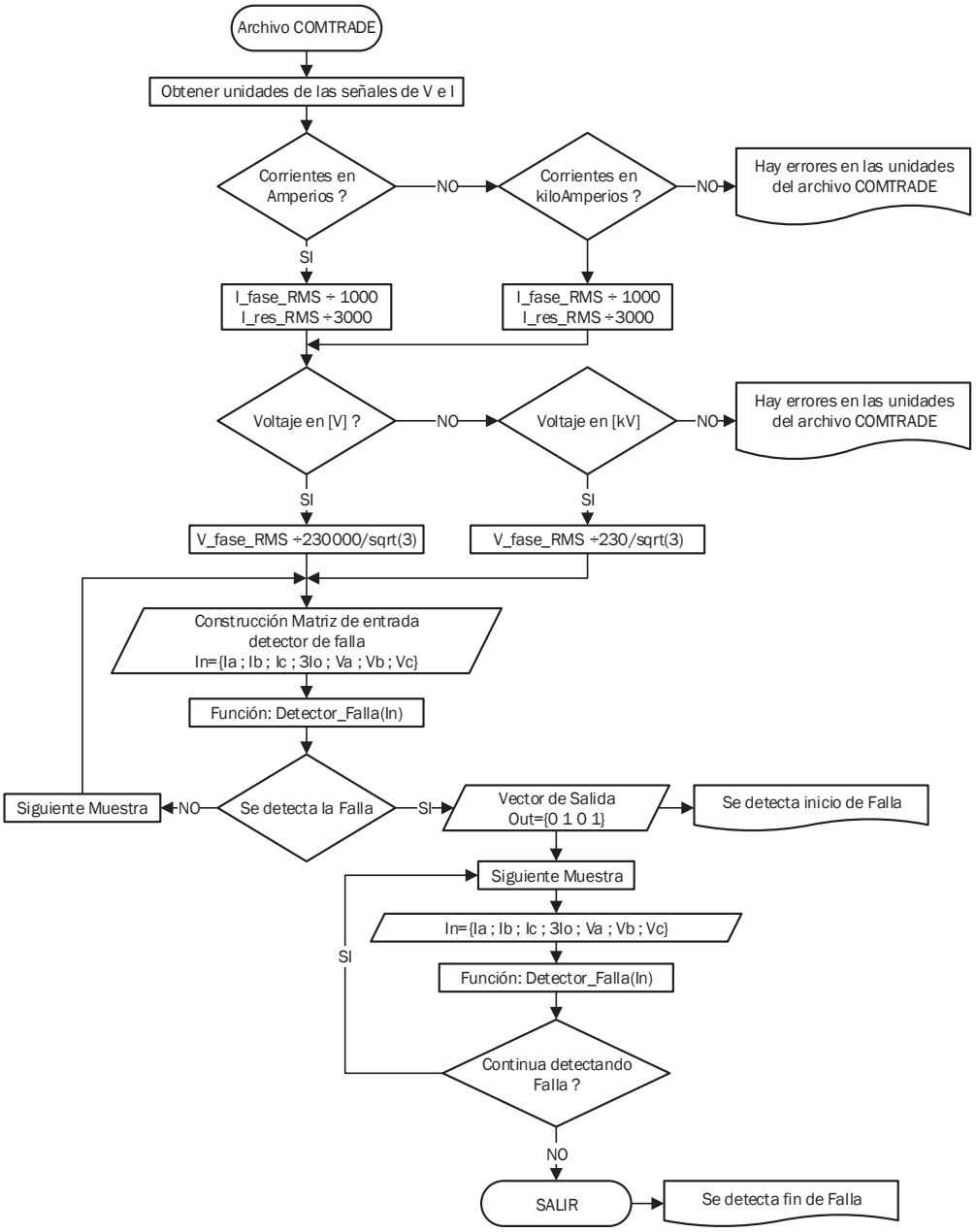


Figura 3.4 Flujograma asociado al intervalo de falla

3.3 Módulo de Clasificación de Fallas

Dadas las condiciones de existencia de falla aislada o falla a tierra que anteceden en el módulo de detección de fallas, el módulo de clasificación de fallas realiza una serie de comparaciones, de las corrientes registradas en relés numéricos de sobrecorriente instantánea ANSI 50, Anexo VIII, los mismos que supervisan cada una de las líneas A, B,

C y neutro, respectivamente ANSI 50A, ANSI 50B, ANSI 50C y ANSI 50N, su conexión se observa en la Figura 3.5.

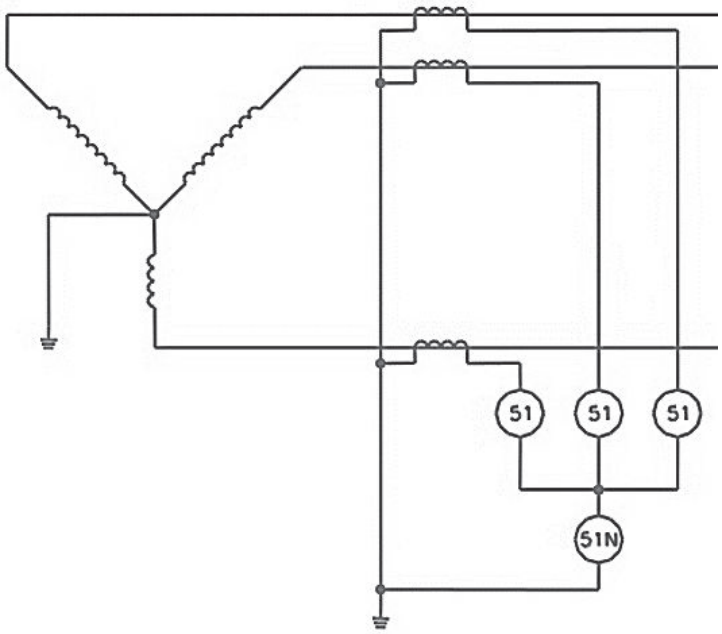


Figura 3.5 Conexión de relés numéricos IEDs de sobrecorriente instantánea ANSI 50. **[16]**

Estos dispositivos son capaces de detectar una cantidad actuante de corriente en cada una de las líneas, respectivamente las corrientes de línea de línea $|\bar{I}_a|, |\bar{I}_b|\ e\ |\bar{I}_c|$ que sobrepasan un valor umbral $|\bar{I}_t|$ establecido en la norma IEEE Std. 242, [14], archivando las medidas del evento para su posterior análisis, adicionalmente con los registros de las corrientes se puede calcular la corriente que circula por el neutro $|\bar{I}_{omr}|$, como lo muestra la ecuación (3.1), si este valor supera un corriente umbral $|\bar{I}_d|$, establecido en la norma IEEE Std. 242, [14] se determina que la falla fue a tierra continuando con la respectiva clasificación.

Mediante esta subrutina modular, se pretende identificar el tipo de falla y validar el resultado mediante la comparación de características que posee cada tipo de falla.

Cabe agregar que la estructura lineal de este módulo difiere de los módulos en paralelo implementados en la herramienta computacional, esta característica facilita el manejo y acoplamiento de este módulo en nuevos proyectos, sin embargo, el consumo de tiempo se incrementa.

3.3.1 Simulación Digital del Módulo de Clasificación

Sobre la base de las consideraciones anteriores es preciso mencionar que este módulo arranca únicamente si se establece condiciones de falla, validado esta condición procede con el manejo de los datos almacenados en los registros iniciando con una extracción selectiva de la información necesaria para poder simular el módulo de clasificación como se muestra en la Figura 3.6

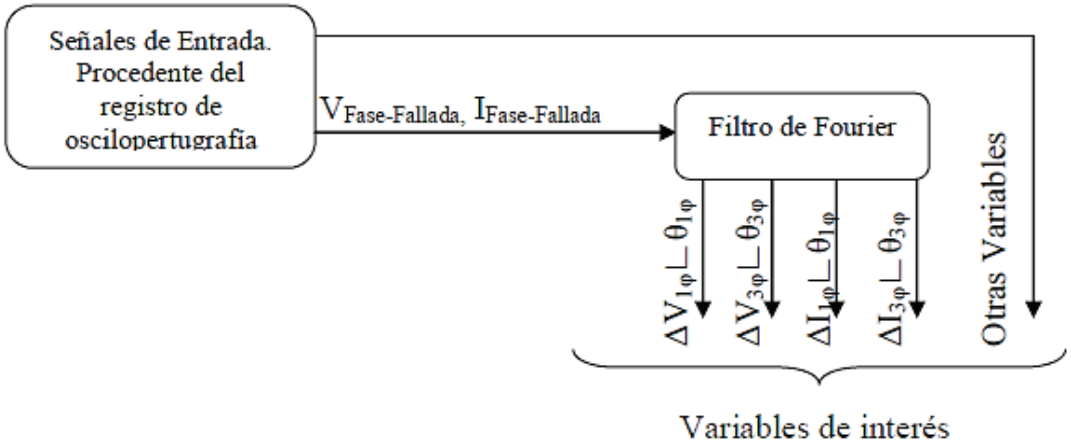


Figura 3.6 Proceso de extracción de la información selectiva. **[1]**

Como se puede observar la obtención de las señales fasoriales se realizó a través de un filtro digital, para tal caso se utilizó el filtro de Fourier.

La ecuación de Fourier para la para la estimación de los fasores está dada en la Ecuación (3.2)

$$F^K = \frac{2}{NC} \times \sum_{n=1}^{NC} f(n) \times \left[\cos\left(\frac{2\pi nK}{NC}\right) + j \times \sin\left(\frac{2\pi nK}{NC}\right)\right] \qquad (3.2)$$

Donde:

- F^K: Estimación de orden K.
- NC: Numero de muestras por ciclo.
- K: Orden del armónico.
- n: Índice de la muestra.

Una vez identificadas las variables necesarias para poder iniciar el análisis el modulo ordena los datos de entrada automáticamente seleccionando:

- Corrientes de fase en valores RMS.
- Corriente residual (3Io) en valores RMS.
- Voltajes en valores RMS.
- Voltajes Residuales en valores RMS.

Con referencia a lo anterior se procede a establecer el algoritmo de simulación para clasificación de fallas mediante una serie de comparaciones, de las corrientes almacenadas en relés numéricos de sobrecorriente instantánea ANSI 50, los mismos que supervisan cada una de las líneas A, B, C y neutro, respectivamente ANSI 50A, ANSI 50B, ANSI 50C y ANSI 50N en base a los siguientes registros de las corrientes almacenadas en los IEDs.

- Corrientes de línea de línea $|\bar{I}_a|, |\bar{I}_b|$ e $|\bar{I}_c|$.
- Corriente que circula por el neutro $|\bar{I}_{omr}|$.
- Valores umbrales $|\bar{I}_t|$ e $|\bar{I}_d|$ establecido en la norma IEEE Std. 242, [14].

El algoritmo de clasificación de fallas se detalla en la Figura 3.7

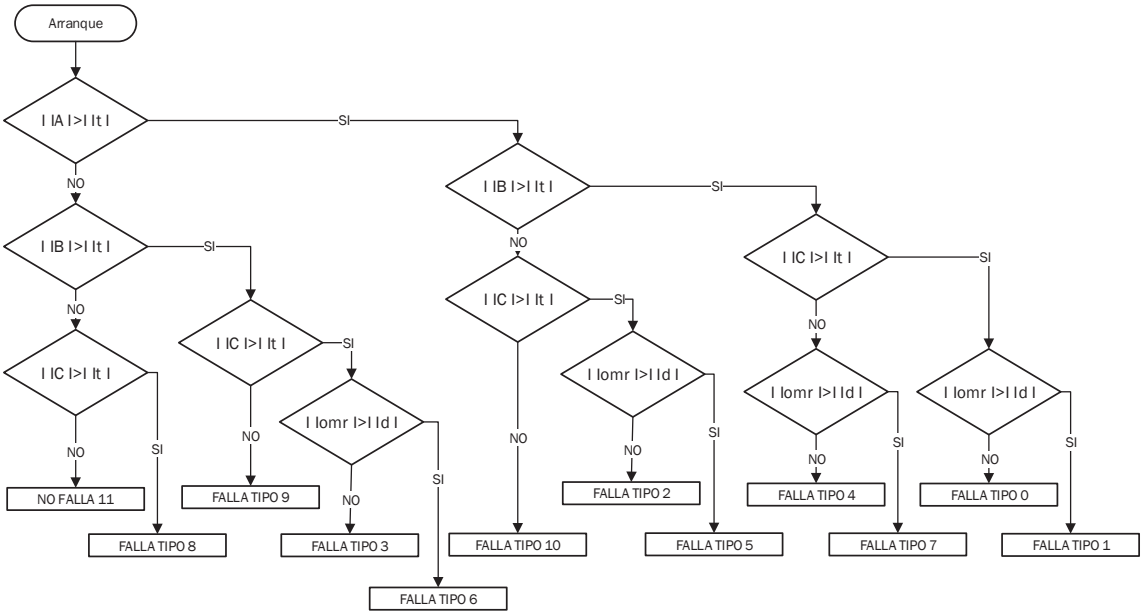


Figura 3.7 Algoritmo asociado al módulo de clasificación de falla

Como resultado de la subrutina se formará una matriz de identificación del tipo de falla la misma que pasará por un segundo punto de validación de las características propias de cada falla de forma independiente para cada caso dando a lugar la siguiente Tabla 3.1 de identificación, expresada en lógica binaria, donde 1 representa (existencia) y 0 representa (ausencia).

Tabla 3.1 Identificación de fallas resumen del vector de salida.

Tabla de Decisión	
Tipo de Falla	**Salida**
Sin Falla (SS)	11
Fat	10
Fbt	9
Fct	8
Fabt	7
Fbct	6
Fcat	5
Fab	4
Fbc	3
Fca	2
Fabct	1
Fabc	0

Los vectores de salida se encuentran representados mediante valores que definen el tipo de falla obteniendo:

- SS: Estado Estacionario
- Fat: Falla monofásica a tierra de la fase A.
- Fbt: Falla monofásica a tierra de la fase B.
- Fct: Falla monofásica a tierra de la fase C.
- Fabt: Falla bifásica a tierra de las fases A y B.
- Fbct: Falla bifásica a tierra de las fases B y C.
- Fcat: Falla bifásica a tierra de las fases C y A.

- Fab: Falla bifásica aislada de las fases A y B.
- Fbc: Falla bifásica aislada de las fases B y C.
- Fca: Falla bifásica aislada de las fases C y A.
- Fabc: Falla Trifásica.
- Fabct: Falla Trifásica a Tierra.

Una vez realizado el análisis del tipo de falla mediante la subrutina modular, es posible que el programa general no pueda identificarlo mediante el tipo de vector de salida que retorna la subrutina, vector que es comparado inmediatamente con las condiciones de cada tipo de falla que se va a identificar en la Tabla 3.2.

Al momento de identificar una falla, ésta queda identificada con la primera condición en caso de existir ambigüedad en este módulo el programa tomará en consideración la condición secundaria, y en caso de continuar la ambigüedad, el programa clasificará de acuerdo a la condición emergente que clasifica según la probabilidad de ocurrencia de falla en un SEP.

Tabla 3.2 Tabla de los Módulos de clasificación de Fallas

TIPO DE FALLA										
	PRIMERA CONDICIÓN				CONDICION SECUNDARIA				CONDICION EMERGENTE	
Tipo de Falla	Vector de Salida				Condiciones de Voltaje en Falla				Porcentaje de ocurrecia en un SEP	Salida
	Ia	Ib	Ic	In	Va	Vb	Vc	Vn		
Sin Falla (SS)	0	0	0	0	X	X	X	X	Operación Normal	11
Fat	1	0	0	1	Δ↓	X	X	Δ↑	85% - 90% del Total de las Fallas de un SEP	10
Fbt	0	1	0	1	X	Δ↓	X	Δ↑		9
Fct	0	0	1	1	X	X	Δ↓	Δ↑		8
Fabt	1	1	0	1	Δ↓	Δ↓	X	Δ↑	8% del total de las Fallas de un SEP	7
Fbct	0	1	1	1	X	Δ↓	Δ↓	Δ↑		6
Fcat	1	0	1	1	Δ↓	X	Δ↓	Δ↑		5
Fab	1	1	0	0	Δ↓	Δ↓	X	X	10% del total de las Fallas de un SEP	4
Fbc	0	1	1	0	X	Δ↓	Δ↓	X		3
Fca	1	0	1	0	Δ↓	X	Δ↓	X		2
Fabct	1	1	1	1	Δ↓	Δ↓	Δ↓	Δ↑	4 % del total de las Fallas de un SEP	1
Fabc	1	1	1	1	Δ↓	Δ↓	Δ↓	X		0

3.4 Módulo de Localización de Fallas

Los algoritmos de localización de falla que se basan en el procesamiento digital de las señales de voltaje y corriente de uno o más extremos de la L/T, utilizan las componentes de fase o las de secuencia para estimar la distancia de falla.

Los algoritmos de localización de falla pretenden minimizar el error producido al realizar la estimación, el cual está dado por varios factores entre los más importantes están: resistencia de falla, equipos de adquisición de datos TC's y TP's, cambios topológicos en la red, acoplamiento mutuo, etc. [17]

En este capítulo se presenta el análisis, características y condiciones de los dos algoritmos para la localización de fallas, empleados para la elaboración de la herramienta computacional.

Uno de ellos empleado tradicionalmente en los sistemas de transmisión de energía conocido como algoritmo de" Reactancia Simple", el mismo que se fundamenta en la ecuación de línea corta para líneas de transmisión, la utilización de señales directas de voltaje y corriente calculada desde los IEDs a distancia y la impedancia de la línea que se ve afectada por el aporte de los dos externos de la línea.

Y un segundo conocido como propuesto en la literatura técnica, el mismo que mediante estimaciones calcula la localización de una falla solo con las señales de voltaje y corriente de un solo extremo de la línea, además de omitir en sus análisis las componentes de secuencia cero.

3.4.1 Algoritmo de Reactancia Simple.

3.4.1.1 Algoritmo de reactancia simple para un esquema de línea corta

A continuación, se presenta las principales consideraciones que toman, para procesar dicha información y hacer una estimación de localización de la falla, los parámetros y factores utilizados se describen en la **Figura 3.8** conjuntamente con las definiciones de la Tabla 3.3.

Este algoritmo de reactancia simple mide la impedancia de la línea utilizando los voltajes y corrientes de la fase y fases falladas. Al relacionar la componente imaginaria de esta relación con la reactancia de secuencia positiva de la línea, se puede estimar la distancia de falla. [17]

El algoritmo de reactancia fue uno de los primeros en compensar la falta de la medida de la resistencia de falla, midiendo solamente la parte imaginaria de la impedancia, para lo cual asume una resistencia de falla pequeña.

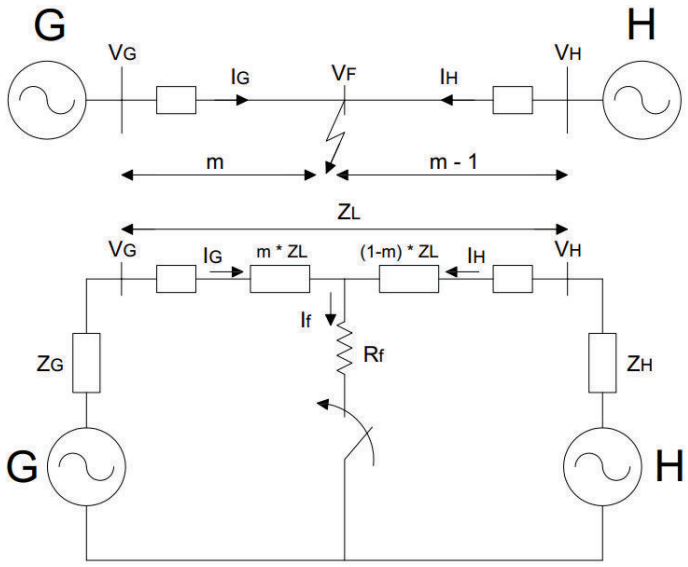


Figura 3.8 Esquema de línea corta con dos fuentes a los extremos. [18]

Tabla 3.3 Definiciones esquema de línea corta.

Nombre	Definición
m	Longitud de la línea desde la subestación G en pu.
Zl	Impedancia de secuencia positiva de la Línea.
Rf	Resistencia de falla
If	Corriente de falla
I_G	Corriente de la Fase fallada que aporta la subestación G
V_G	Voltaje de la Fase fallada en la subestación G
I_H	Corriente de la Fase fallada que aporta la subestación H
V_H	Voltaje de la Fase fallada en la subestación H
F	Punto de Falla
Sub G	Subestación G
Sub H	Subestación H
Z_G	Impedancia interna de la fuente equivalente en la subestación G
Z_H	Impedancia interna de la fuente equivalente en la subestación H

Es necesario realizar varias consideraciones en el circuito que utiliza los datos de un terminal, para determinar la distancia de falla, en este caso que los equivalentes que se encuentran conectados a cada terminal se los debe remplazar por un equivalente Thevenin cuya impedancia de fuente equivalente está dada por ZG y ZH respectivamente para cada ramal de los generadores G y H, iniciando el análisis con el terminal del generador G obteniendo la ecuación (3.3)

$$\bar{V}_G = m \times \bar{Z}l \times \bar{I}_G + \overline{If} \times Rf \quad (3.3)$$

Donde:

$$\overline{If} = \bar{I}_G + \bar{I}_H \quad (3.4)$$

Al dividir la ecuación (4.1) para "I_G" se obtiene.

$$\frac{\bar{V}_G}{\bar{I}_G} = m \times \bar{Z}l + \frac{\overline{If}}{\bar{I}_G} \times Rf \quad (3.5)$$

Donde:

$$\bar{Z}_G = \frac{\bar{V}_G}{\bar{I}_G} \quad (3.6)$$

Se debe tener en cuenta que la relación $\frac{\overline{If}}{\bar{I}_G}$ puede ser teóricamente real o un número complejo que tiene una componente reactiva que a su vez puede ser capacitiva o inductiva que hacen que la resistencia de falla se vea como una impedancia de falla. Cuyo valor será cero solamente si el ángulo es cero es decir cuando IF este en fase con I_G.

A partir de (3.6) se observa que la impedancia tomada es una medida estricta de la distancia de falla (m), sólo si la resistencia de falla es igual a cero, o es muy pequeña que puede despreciar. De lo contrario, la resistencia de falla se observa, en general, como una impedancia.

$$\bar{Z}_F = R_F \times \frac{\bar{I}_G + \bar{I}_H}{\bar{I}_G} \quad (3.7)$$

Que dependiendo de las corrientes en ambos extremos de la línea (IG, IH), la resistencia de falla puede ser visto como:

- Resistencia pura representada gráficamente en la **Figura 3.9**.
- Resistencia y Reactancia Capacitiva gráficamente en la **Figura 3.10**.
- Resistencia y Reactancia Inductiva gráficamente en la **Figura 3.11**.

Influencia de la alimentación a distancia en un extremo del lazo de impedancia de falla, la medición de la resistencia de falla se ve como:

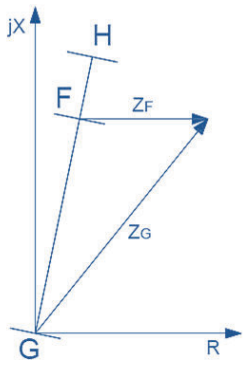


Figura 3.9 Resistencia pura. [18]

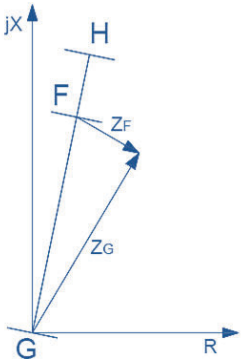


Figura 3.10 Resistencia y Reactancia Capacitiva. [18]

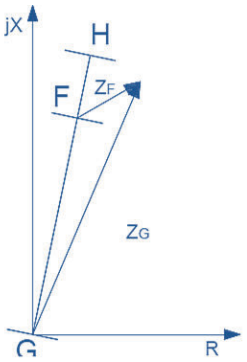


Figura 3.11 Resistencia y Reactancia Inductiva. [18]

El algoritmo de reactancia simple mide la impedancia de la línea utilizando los voltajes y corrientes de la fase o fases falladas. Al relacionar la componente imaginaria de esta relación con la reactancia de secuencia positiva de la línea, se puede estimar la distancia de falla. [17]

Como se menciona anteriormente el algoritmo de reactancia fue uno de los primeros en compensar la falta de la medida de la resistencia de falla, midiendo solamente la parte imaginaria de la impedancia, asumiendo que Rf tiene un valor muy pequeño y se puede desprecia este término de la ecuación (3.8)

$$\frac{\bar{V}_G}{\bar{I}_G} = m \times \bar{Z}l \qquad (3.8)$$

De la ecuación (3.6) se despeja “m” y se analiza solamente la parte imaginaria de la impedancia para obtener la distancia de falla en (pu).

$$m = \frac{1}{Imag(\bar{Z}l)} \times Imag\left(\frac{\bar{V}_G}{\bar{I}_G}\right) \qquad (3.9)$$

De acuerdo al modelamiento previo de la L/T con los valores de secuencia positiva de esta, se puede estimar la distancia de falla en (km).

El error que presenta este algoritmo está dado por el término que contiene la resistencia de falla, expresado la ecuación (3.10)

$$\mathcal{E} = \frac{1}{Imag(\bar{Z}l)} \times Rf \times Imag\left(\frac{\overline{If}}{\bar{I}_G}\right) \qquad (3.10)$$

Para el caso de fallas monofásicas que implica una circulación de corrientes de secuencia cero, la distancia de falla está dada en la ecuación (3.11).

$$m = \frac{1}{Imag(\bar{Z}_{1L})} \times Imag\left(\frac{\bar{V}_{Ga}}{\bar{I}_{Ga}+(k0\times\bar{I}_0)}\right) \qquad (3.11)$$

Donde “k0” es el coeficiente de Impedancia de Tierra descrito en la ecuación (3.12)

$$k0 = (\bar{Z}_{0L} - \bar{Z}_{1L})/(3 \times \bar{Z}_{1L}). \qquad (3.12)$$

Con la finalidad de facilitar los cálculos correspondientes es necesario realizar una aproximación de cada expresión para cada tipo de falla, esto es posible ya que después de analizar el error que involucra este algoritmo en la ecuación (3.10) se puede decir que

es despreciable, por lo que si se trabaja con los valores reales se obtiene un resultado aceptable, dando a lugar las siguientes expresiones.

3.4.1.2 Falla monofásica a tierra de la fase A (Fat)

$$m = \frac{1}{Imag(\bar{Z}_{1L})} \times Imag\left(\frac{\bar{V}_A}{\bar{I}_A+(k0\times I_0)}\right) \quad (3.12)$$

Valor aproximado

$$m \times \bar{Z}_{1L} = \frac{\bar{V}_A}{(\bar{I}_A+k0\times\bar{I}_0)} \quad (3.13)$$

3.4.1.3 Falla monofásica a tierra de la fase B (Fbt)

$$m = \frac{1}{Imag(\bar{Z}_{1L})} \times Imag\left(\frac{\bar{V}_B}{\bar{I}_B+(k0\times\bar{I}_0)}\right) \quad (3.14)$$

Valor aproximado

$$m \times \bar{Z}_{1L} = \frac{\bar{V}_B}{(\bar{I}_B+k0\times\bar{I}_0)} \quad (3.15)$$

3.4.1.4 Falla monofásica a tierra de la fase C (Fct)

$$m = \frac{1}{Imag(\bar{Z}_{1L})} \times Imag\left(\frac{\bar{V}_C}{\bar{I}_C+(k0\times\bar{I}_0)}\right) \quad (3.16)$$

Valor aproximado

$$m \times \bar{Z}_{1L} = \frac{\bar{V}_C}{(\bar{I}_C+k0\times\bar{I}_0)} \quad (3.17)$$

3.4.1.5 Falla bifásica aislada o bifásica a tierra de las fases A y B (Fab o Fabt)

$$m = \frac{1}{Imag(\bar{Z}l)} \times Imag\left(\frac{\bar{V}_{AB}}{\bar{I}_{AB}}\right) \quad (3.18)$$

Valor aproximado

$$m \times \bar{Z}_{1L} = \frac{\bar{V}_{AB}}{\bar{I}_{AB}} \quad (3.19)$$

3.4.1.6 Falla bifásica aislada o bifásica a tierra de las fases B y C (Fbc o Fbct)

$$m = \frac{1}{Imag(\bar{Z}l)} \times Imag\left(\frac{\bar{V}_{BC}}{\bar{I}_{BC}}\right) \quad (3.20)$$

Valor aproximado

$$m \times \bar{Z}_{1L} = \frac{\bar{V}_{BC}}{\bar{I}_{BC}} \quad (3.21)$$

3.4.1.7 Falla bifásica aislada o bifásica a tierra de las fases C y A (Fca o Fcat)

$$m = \frac{1}{Imag(\bar{Z}l)} \times Imag\left(\frac{\bar{V}_{CA}}{\bar{I}_{CA}}\right) \quad (3.22)$$

Valor aproximado

$$m \times \bar{Z}_{1L} = \frac{\bar{V}_{CA}}{\bar{I}_{CA}} \quad (3.23)$$

3.4.1.8 Falla trifásica aislada o trifásica a tierra (Fabc o Fabct)

Para el caso de las fallas trifásicas aisladas o trifásicas a tierra se puede realizar los cálculos respectivos con cualquiera de las siguientes expresiones (3.19), (3.21), (3.23), dando como resultado las expresiones de la Tabla 3.4.

$$\frac{\bar{V}_{AB}}{\bar{I}_{AB}}, \frac{\bar{V}_{BC}}{\bar{I}_{BC}}, \frac{\bar{V}_{CA}}{\bar{I}_{CA}}$$

Tabla 3.4 Ecuaciones para el algoritmo de simple reactancia con esquema de línea corta.

ALGORITMO DE SIMPLE REACTANCIA ESQUEMA DE LÍNEA CORTA	
FALLA	***ECUACIÓN***
A – Tierra	$\bar{V}_A/(\bar{I}_A + k0 \times \bar{I}_0)$
B – Tierra	$\bar{V}_B/(\bar{I}_B + k0 \times \bar{I}_0)$
C – Tierra	$\bar{V}_C/(\bar{I}_C + k0 \times \bar{I}_0)$
A – B o A – B – Tierra	$\bar{V}_{AB}/\bar{I}_{AB}$
B – C o B – C – Tierra	$\bar{V}_{BC}/\bar{I}_{BC}$
C – A o C – A – Tierra	$\bar{V}_{CA}/\bar{I}_{CA}$
A – B – C	**Cualquiera de las siguientes expresiones;** $\bar{V}_{AB}/\bar{I}_{AB}$, $\bar{V}_{BC}/\bar{I}_{BC}$, $\bar{V}_{CA}/\bar{I}_{CA}$

3.4.2 Algoritmo de Reactancia Simple Para un Esquema de Línea Corta Circuito Paralelo

Centrándose en el estudio de la localización de falla en líneas de transmisión aéreas (L/T) en paralelo la posibilidad de aplicar el algoritmo de reactancia simple es especialmente fácil de aplicar en el caso de las líneas que terminan en las barras comunes como se muestra en la **Figura 3.12**, con la correspondiente nomenclatura en la **Tabla 3.5**, siempre y cuando exista las mediciones de todos los parámetros de un extremo de dicha línea.

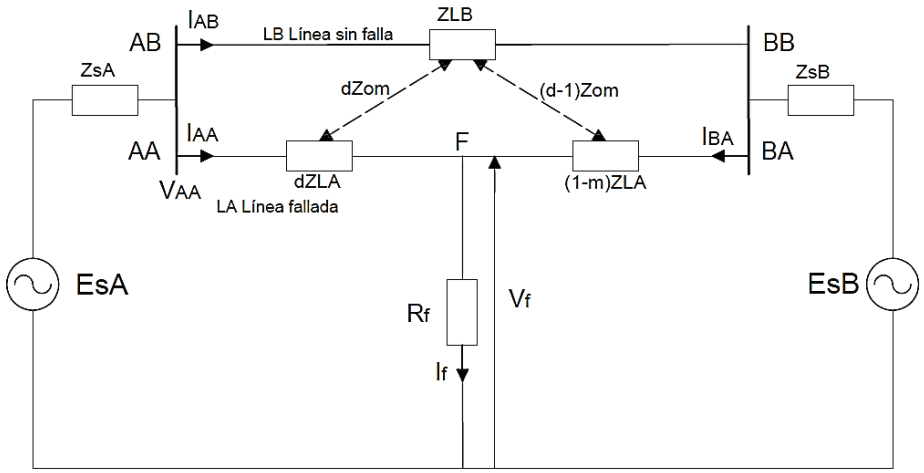


Figura 3.12 Esquema de líneas en paralelo con todas las mediciones de un extremo de la línea

Donde:

Tabla 3.5 Definiciones del esquema de líneas en paralelo

NOMBRE	DEFINICIÓN
d	Longitud de la línea desde la Sub A en pu.
LA	Línea fallada
LB	Línea sin falla
ZLA	Impedancia de secuencia positiva de la Línea fallada.
ZLB	Impedancia de secuencia positiva de la Línea sin falla.
Rf	Resistencia de falla
If	Corriente de falla
IAA	Corriente que aporta la subestación A a través del circuito fallado LA
VAA	Voltaje en la subestación A en el circuito fallado VA
IAB	Corriente que aporta la subestación A a través del circuito sin falla LB
VAB	Voltaje en la subestación A en el circuito sin falla LB
IBA	Corriente que aporta la subestación B a través del circuito fallado LA
F	Punto de Falla
ZsA	Impedancia interna de la fuente equivalente en la Subestación A
ZsB	Impedancia interna de la fuente equivalente en la Subestación B
EsA	Voltaje interno de la fuente equivalente en la Subestación A
EsB	Voltaje interno de la fuente equivalente en la Subestación B
AA	Terminal del circuito fallado en la Subestación A
AB	Terminal del circuito sin falla en la Subestación A
BA	Terminal del circuito fallado en la Subestación B
BB	Terminal del circuito sin falla en la Subestación B

Es necesario tener en cuenta que en este caso cuando se dispone de una línea de transmisión aérea (L/T) en paralelo los pesos que posee el acoplamiento mutuo y la secuencia cero para los casos especiales de las fallas monofásicas a tierra, quedando como resultado las siguientes expresiones en sus valores aproximados.

Donde:

$$k_0 = \frac{(Z_{0LA} - Z_{1LA})}{Z_{1LA}} \tag{3.24}$$

$$k_{0m} = \frac{Z_{0m}}{Z_{1LA}} \tag{3.25}$$

$\bar{Z}_{0m} = Impedancia\ de\ secuencia\ cero\ de\ acoplamiento\ mutuo$

3.4.2.1 Falla monofásica a tierra de la fase A (Fat)

$$\bar{Z}_{1L} = \frac{(\bar{V}_{AA_a})}{(\bar{I}_{AA_a} + k_0 \bar{I}_{AA0} + k_{0m} \bar{I}_{AB0})} \tag{3.26}$$

3.4.2.2 Falla monofásica a tierra de la fase B (Fbt)

$$\bar{Z}_{1L} = \frac{(\bar{V}_{AA_b})}{(\bar{I}_{AA_b} + k_0 \bar{I}_{AA0} + k_{0m} \bar{I}_{AB0})} \tag{3.27}$$

3.4.2.3 Falla monofásica a tierra de la fase C (Fct)

$$\bar{Z}_{1L} = \frac{(\bar{V}_{AA_c})}{(\bar{I}_{AA_c} + k_0 \bar{I}_{AA0} + k_{0m} \bar{I}_{AB0})} \tag{3.28}$$

3.4.2.4 Falla bifásica aislada o bifásica a tierra de las fases A y B (Fab o Fabt)

$$\bar{Z}_{1L} = \frac{\left(\bar{V}_{AA_a} - \bar{V}_{AA_b}\right)}{\left(\bar{I}_{AA_a} - \bar{I}_{AA_b}\right)} \tag{3.29}$$

3.4.2.5 Falla bifásica aislada o bifásica a tierra de las fases B y C (Fbc o Fbct)

$$\bar{Z}_{1L} = \frac{\left(\bar{V}_{AA_b} - \bar{V}_{AA_c}\right)}{\left(\bar{I}_{AA_b} - \bar{I}_{AA_c}\right)} \tag{3.30}$$

3.4.2.6 Falla bifásica aislada o bifásica a tierra de las fases C y A (Fca o Fcat:)

$$\bar{Z}_{1L} = \frac{\left(\bar{V}_{AA_c} - \bar{V}_{AA_a}\right)}{\left(\bar{I}_{AA_c} - \bar{I}_{AA_a}\right)} \tag{3.31}$$

3.4.2.7 Falla trifásica aislada o trifásica a tierra (Fabc o Fabct)

Para el caso de las fallas trifásicas aisladas o trifásicas a tierra se puede realizar los cálculos respectivos con cualquiera de las siguientes expresiones (3.29), (3.30), (3.31), obteniendo las expresiones de la **Tabla 3.6**.

$$\frac{\left(\bar{V}_{AA_a} - \bar{V}_{AA_b}\right)}{\left(\bar{I}_{AA_a} - \bar{I}_{AA_b}\right)}, \frac{\left(\bar{V}_{AA_b} - \bar{V}_{AA_c}\right)}{\left(\bar{I}_{AA_b} - \bar{I}_{AA_c}\right)}, \frac{\left(\bar{V}_{AA_c} - \bar{V}_{AA_a}\right)}{\left(\bar{I}_{AA_c} - \bar{I}_{AA_a}\right)}$$

Tabla 3.6 Ecuaciones para el algoritmo de simple reactancia esquema de líneas en paralelo

ALGORITMO DE SIMPLE REACTANCIA LÍNEA DE TRANSMISIÓN AÉREAS EN PARALELO	
FALLA	***ECUACIÓN***
A – Tierra	$\frac{(\bar{V}_{AA_a})}{(\bar{I}_{AA_a} + k_0\bar{I}_{AA0} + k_{0m}\bar{I}_{AB0})}$
B – Tierra	$\frac{(\bar{V}_{AA_b})}{(\bar{I}_{AA_b} + k_0\bar{I}_{AA0} + k_{0m}\bar{I}_{AB0})}$
C – Tierra	$\frac{(\bar{V}_{AA_c})}{(\bar{I}_{AA_c} + k_0\bar{I}_{AA0} + k_{0m}\bar{I}_{AB0})}$
A – B o A – B – Tierra	$\frac{(\bar{V}_{AA_a} - \bar{V}_{AA_b})}{(\bar{I}_{AA_a} - \bar{I}_{AA_b})}$
B – C o B – C – Tierra	$\frac{(\bar{V}_{AA_b} - \bar{V}_{AA_c})}{(\bar{I}_{AA_b} - \bar{I}_{AA_c})}$
C – A o C – A – Tierra	$\frac{(\bar{V}_{AA_c} - \bar{V}_{AA_a})}{(\bar{I}_{AA_c} - \bar{I}_{AA_a})}$
A – B – C	**Cualquiera de las siguientes expresiones:** $\frac{(\bar{V}_{AA_a} - \bar{V}_{AA_b})}{(\bar{I}_{AA_a} - \bar{I}_{AA_b})}, \frac{(\bar{V}_{AA_b} - \bar{V}_{AA_c})}{(\bar{I}_{AA_b} - \bar{I}_{AA_c})}, \frac{(\bar{V}_{AA_c} - \bar{V}_{AA_a})}{(\bar{I}_{AA_c} - \bar{I}_{AA_a})}$

3.4.3 Algoritmo de Distancia Digital Adaptivo para Líneas de Transmisión en Paralelo.

El modelo de red utilizado para determinar las ecuaciones, presenta una configuración que consta de dos fuentes conectadas una a cada extremo terminal de las dos líneas con su impedancia equivalente respectiva, dos barras que son interconectadas por dos L/T en paralelo, cada línea con su impedancia de secuencia positiva, negativa y cero equivalentes en (ohmios). Adicional a las impedancias de secuencia se considera también el acoplamiento mutuo entre los dos circuitos [17], como se muestra en la **Figura 3.13** con su respectiva nomenclatura en la **Tabla 3.7**.

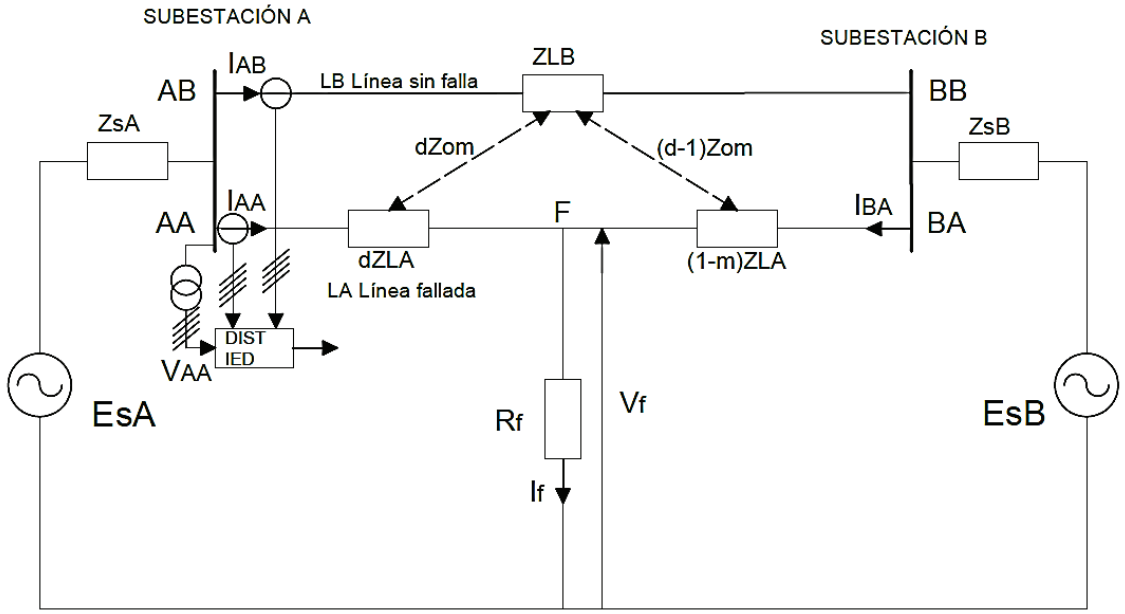


Figura 3.13 Esquema de protección para líneas en paralelo con todas las mediciones de un extremo de la línea

Donde:

Tabla 3.7 Definiciones del esquema de líneas en paralelo.

NOMBRE	DEFINICIÓN
d	Longitud de la línea desde la Sub A en pu.
LA	Línea fallada
LB	Línea sin falla
ZLA	Impedancia de secuencia positiva de la Línea fallada.
ZLB	Impedancia de secuencia positiva de la Línea sin falla.
Rf	Resistencia de falla
If	Corriente de falla
IAA	Corriente que aporta la subestación A a través del circuito fallado LA
VAA	Voltaje en la subestación A en el circuito fallado VA
IAB	Corriente que aporta la subestación A a través del circuito sin falla LB
VAB	Voltaje en la subestación A en el circuito sin falla LB
IBA	Corriente que aporta la subestación B a través del circuito fallado LA
F	Punto de Falla
ZsA	Impedancia interna de la fuente equivalente en la Subestación A
ZsB	Impedancia interna de la fuente equivalente en la Subestación B
EsA	Voltaje interno de la fuente equivalente en la Subestación A
EsB	Voltaje interno de la fuente equivalente en la Subestación B
AA	Terminal del circuito fallado en la Subestación A
AB	Terminal del circuito sin falla en la Subestación A
BA	Terminal del circuito fallado en la Subestación B
BB	Terminal del circuito sin falla en la Subestación B

La adaptación propuesta en este trabajo se elaboró con la filosofía de que la velocidad de funcionamiento es de gran importancia para una protección de distancia en especial para la primera zona. Por lo tanto, las consideraciones de este documento están dirigidas a minimizar una carga computacional requerida de forma lineal para distribuirla en sub rutinas paralelas. Por lo tanto, el esfuerzo se dirige a derivar el algoritmo de forma muy compacta, evitando un retardo en la toma de una decisión.

Es importante mencionar que el uso de secuencias positivas y negativas en el algoritmo de distancia está relacionado con un cierto retraso que depende de la forma de su determinación. Por el contrario, las corrientes de secuencia cero se determinan de forma sencilla y sin ninguna demora mediante el uso de coeficientes de peso que evita el trabajo directo con la secuencia cero, en especial en las fallas que poseen un contacto directo o indirecto con tierra, asegurando de esta manera un comportamiento dinámico y apropiado del algoritmo, con lo que el análisis se ha obtenido de la siguiente forma, tomando en cuenta la representación de los circuitos de la **Figura 3.14** y **Figura 3.15**:

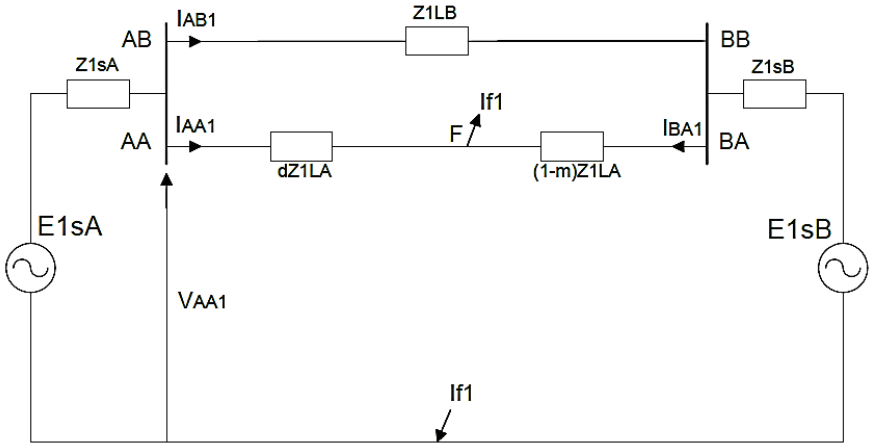


Figura 3.14 Diagrama del circuito equivalente de la red de transmisión para líneas en paralelo en secuencia positiva.

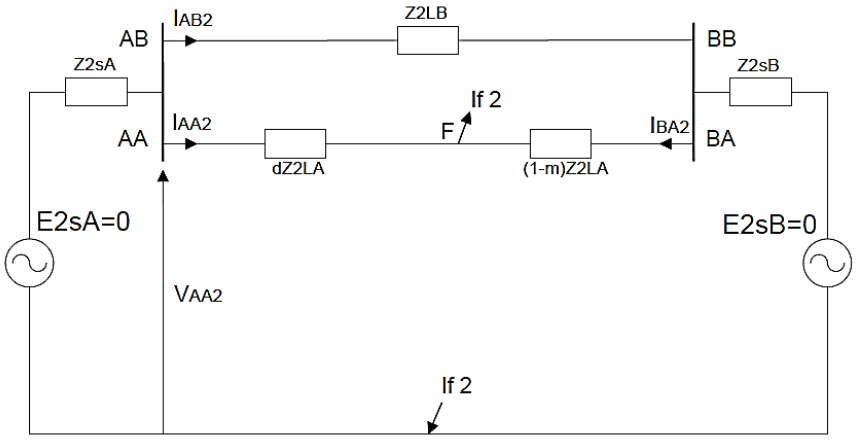


Figura 3.15 Diagrama del circuito equivalente de la red de transmisión para líneas en paralelo en secuencia negativa.

Como punto de partida para el análisis de este algoritmo se calcula la corriente de falla expresada en la ecuación (3.39). En el diagrama de secuencia positiva de la **Figura 3.14**:

$$\bar{I}_{\mathrm{f1}} = \bar{I}_{\mathrm{AA1}} + \bar{I}_{\mathrm{BA1}} \tag{3.32}$$

Análisis en la malla AA, AB, BB, BA

$$\bar{I}_{\mathrm{AA1}} \times \mathrm{d}\bar{Z}_{\mathrm{1LA}} = \bar{I}_{\mathrm{AB1}} \times \bar{Z}_{\mathrm{1LB}} + \boldsymbol{\bar{I}_{\mathbf{AB1}}} \times (1-\mathrm{d})\bar{Z}_{\mathrm{1LA}} \tag{3.33}$$

$$\bar{I}_{\mathrm{AA1}} \times \mathrm{d}\bar{Z}_{\mathrm{1LA}} = \bar{I}_{\mathrm{AB1}} \times \bar{Z}_{\mathrm{1LB}} + (\boldsymbol{\bar{I}_{\mathbf{f1}} - \bar{I}_{\mathbf{AA1}}}) \times (1-\mathrm{d})\bar{Z}_{\mathrm{1LA}} \tag{3.34}$$

$$\bar{I}_{\mathrm{AA1}} \times \mathrm{d}\bar{Z}_{\mathrm{1LA}} = \bar{I}_{\mathrm{AB1}} \times \bar{Z}_{\mathrm{1LB}} + \bar{I}_{\mathbf{f1}} \times \boldsymbol{(1-\mathrm{d})\bar{Z}_{\mathbf{1LA}}} - \bar{I}_{\mathrm{AA1}} \times (1-\mathrm{d})\bar{Z}_{\mathrm{1LA}} \tag{3.35}$$

$$\boldsymbol{\bar{I}_{\mathbf{AA1}} \times \mathrm{d}\bar{Z}_{\mathbf{1LA}}} = \bar{I}_{\mathrm{AB1}} \times \bar{Z}_{\mathrm{1LB}} + \boldsymbol{\bar{I}_{\mathbf{f1}} \times (1-\mathrm{d})\bar{Z}_{\mathbf{1LA}}} - \bar{I}_{\mathrm{AA1}}\bar{Z}_{\mathrm{1LA}} + \boldsymbol{\bar{I}_{\mathbf{AA1}} \times \mathrm{d}\bar{Z}_{\mathbf{1LA}}} \tag{3.36}$$

$$\bar{I}_{\mathrm{f1}} \times (1-\mathrm{d})\bar{Z}_{\mathrm{1LA}} = \bar{I}_{\mathrm{AA1}} \times \bar{Z}_{\mathrm{1LA}} - \bar{I}_{\mathrm{AB1}} \times \bar{Z}_{\mathrm{1LB}} \quad (3.37)$$

$$\bar{I}_{\mathrm{f1}} = \frac{\bar{I}_{\mathrm{AA1}} \times \bar{Z}_{\mathrm{1LA}} - \bar{I}_{\mathrm{AB1}} \times \bar{Z}_{\mathrm{1LB}}}{(1-\mathrm{d})\bar{Z}_{\mathrm{1LA}}} \quad (3.38)$$

$$\boldsymbol{\bar{I}_{\mathrm{f1}} = \frac{\bar{I}_{\mathrm{AA1}} - \bar{I}_{\mathrm{AB1}} \times \frac{\bar{Z}_{\mathrm{1LB}}}{\bar{Z}_{\mathrm{1LA}}}}{(1-\mathrm{d})}} \quad (3.39)$$

Para el caso de secuencia negativa se obtendría la ecuación (3.40):

$$\boldsymbol{\bar{I}_{\mathrm{f2}} = \frac{\bar{I}_{\mathrm{AA2}} - \bar{I}_{\mathrm{AB2}} \times \frac{\bar{Z}_{\mathrm{1LB}}}{\bar{Z}_{\mathrm{1LA}}}}{(1-\mathrm{d})}} \quad (3.40)$$

Donde:

“d” Representa la distancia de falla no conocida en P.U.

Por simplicidad se supone en todas las consideraciones adicionales que la secuencia de impedancia positiva como para la secuencia negativa de las dos líneas en paralelo son idénticas, por lo tanto $\frac{\bar{Z}_{\mathrm{1LB}}}{\bar{Z}_{\mathrm{1LA}}}$ se considera que es el radio de las impedancias de las dos líneas (LA, LB) y sea igual a 1, que es un caso común ecuación (3.41).

$$\boldsymbol{\frac{\bar{Z}_{\mathrm{1LB}}}{\bar{Z}_{\mathrm{1LA}}} = 1} \quad (3.41)$$

3.4.3.1 Fallas en componentes simétricas

Es necesario mencionar que el presente algoritmo de localización de fallas, requiere que se determine la corriente de falla total **Īf** mediante el uso de un solo extremo de la línea para tomar medidas.

En general, ya que la corriente de fallo total **(Īf)** es una cantidad inmensurable se puede calcular expresándola con las cantidades medidas, que son, los parámetros la línea y la

distancia de falla desconocida. Si las corrientes de todos los terminales de línea están disponibles, entonces la corriente de fallo total se puede calcular.

Sin embargo, puesto que la corriente de fallo total requerida se calcula con el uso de las mediciones de distancia, un método de cálculo especial se especializa en minimizar la influencia de las capacitancias derivadas de la línea. Cuando las corrientes de todos los terminales de línea no están disponibles, entonces la corriente de fallo total tiene que ser estimada y se tendría que colocar como un parámetro de entrada en el programa.

La corriente de falla total se puede expresar mediante suma ponderada de sus componentes simétricos ecuación (3.42).

$$\bar{I}\mathrm{f} = (\mathrm{a_{f1}} \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \mathrm{a_{f2}} \times \bar{I}_{\mathrm{F2}} + \mathrm{a_{f0}} \times \bar{I}_{\mathrm{F0}}) \qquad (3.42)$$

Donde:

- Los subíndices 1, 2, 0 representan a la secuencia positiva, negativa y cero respectivamente, por lo tanto $\mathrm{a_{f1}}, \mathrm{a_{f2}}, \mathrm{a_{f0}}$ son los coeficientes de peso que se darán a la secuencia positiva negativa y cero.
- Se requiere la determinación de la corriente de falla total expresada en la ecuación (3.38) para reflejar la caída de voltaje **($\bar{V}$f)** en la trayectoria de la falla en los lazos considerados en el algoritmo de localización, obteniendo de esta manera:

$$\bar{V}\mathrm{f} = \mathrm{R_F} \times \bar{I}_{\mathrm{F}} \qquad (3.43)$$

Depende del tipo de falla, fase a tierra o fase a fase se tomará a consideración, para los IEDs de distancia, ya que existe una cierta libertad en la fijación de los coeficientes de peso.

3.4.3.2 Cálculo de los coeficientes de peso.

Fallas monofásicas a tierra de la fase a.

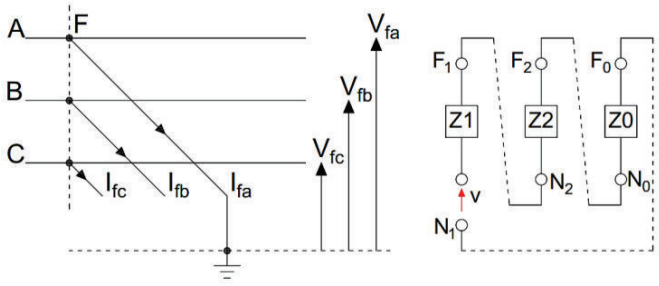


Figura 3.16 Falla monofásica A tierra de la fase A

Se inicia el análisis en la fase 'a' en donde existe la presencia del flujo de la corriente falla total, conforme a la **Figura 3.16**.

$$\bar{I}_{\mathrm{F}} = \bar{I}_{fa} \tag{3.44}$$

Mientras que en las fases restantes:

$$\bar{I}_{fb} = 0 \tag{3.45}$$

$$\bar{I}_{fc} = 0 \tag{3.46}$$

Cálculo del equivalente simétrico de la corriente de falla total en el punto de falla,

se debe mencionar las ecuaciones del segundo capítulo (2.1), (2.2), (2.3).

Además, se debe tener en cuenta las limitaciones para la falla ya considerados se obtiene:

En el punto de falla:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_{\mathrm{F0}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F1}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F2}} \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \boldsymbol{a} & \boldsymbol{a}^2 \\ 1 & \boldsymbol{a}^2 & \boldsymbol{a} \end{bmatrix}\begin{bmatrix} \bar{I}_{fa} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \tag{3.47}$$

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_{\mathrm{F0}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F1}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F2}} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} \bar{I}_{fa} \\ \bar{I}_{fa} \\ \bar{I}_{fa} \end{bmatrix} \tag{3.48}$$

$$\bar{I}_{\mathrm{F0}} = \bar{I}_{\mathrm{F1}} = \bar{I}_{\mathrm{F2}} = \frac{1}{3} \bar{I}_{fa} \tag{3.49}$$

Se deduce de lo anterior que la corriente total de falla ($\mathrm{I_F} = I_{fa}$) puede ser expresada en las siguientes formas alternativas, dependiendo de qué componente simétrica es privilegiada:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_{fa} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \boldsymbol{a}^2 & \boldsymbol{a} \\ 1 & \boldsymbol{a} & \boldsymbol{a}^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{I}_{\mathrm{F0}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F1}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F2}} \end{bmatrix} \tag{3.50}$$

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_{fa} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{I}_{\mathrm{F0}} + \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \bar{I}_{\mathrm{F2}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F0}} + \boldsymbol{a}^2 \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \boldsymbol{a} \times \bar{I}_{\mathrm{F2}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F0}} + \boldsymbol{a} \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \boldsymbol{a}^2 \times \bar{I}_{\mathrm{F2}} \end{bmatrix} \tag{3.51}$$

Como se describió al inicio del cálculo, en la ecuación (3.44).

$$\bar{I}_{\mathrm{F}} = \bar{I}_{fa} \tag{3.44}$$

Se tiene:

- $\bar{I}_{\mathrm{F}} = \bar{I}_{\mathrm{F0}} + \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \bar{I}_{\mathrm{F2}}$
- $\bar{I}_{\mathrm{F}} = 3\bar{I}_{\mathrm{F1}}$
- $\bar{I}_{\mathrm{F}} = 3\bar{I}_{\mathrm{F2}}$
- $\bar{I}_{\mathrm{F}} = 3\bar{I}_{\mathrm{F0}}$
- $\bar{I}_{\mathrm{F}} = 1.5\bar{I}_{\mathrm{F1}} + 1.5\bar{I}_{\mathrm{F2}}$, y otros no mencionados aquí.

Dependiendo de caso se puede aplicar indistintamente la prioridad de los componentes simétricos particulares como, por ejemplo:

- El uso de la secuencia cero es evitado generalmente ya que la impedancia de secuencia 0 es considerado como un parámetro incierto en la línea.
- El uso de la secuencia negativa en vez de la secuencia positiva en preferible por que la carga capacitiva de la línea es más grande para la secuencia positiva.
- El uso de la secuencia positiva y negativa excluyendo la secuencia cero donde $\bar{I}_{\mathrm{F}} = 1.5\bar{I}_{\mathrm{F1}} + 1.5\bar{I}_{\mathrm{F2}}$ es muy recomendable ya que este arreglo permite que los cálculos sean más sencillos.
- En lugar de utilizar las componentes de secuencia positiva, que solo están presentes en fallas trifásicas balanceadas El incremento (Superposición) de las componentes de secuencia positiva se recomienda debido a que reduce el efecto capacitivo en los respectivos cálculos de las líneas.

Cada arreglo mencionado tiene un propósito dentro del esquema de priorizar una o varias componentes de secuencia, en el caso en particular se va a calcular y priorizar el uso de la secuencia positiva y negativa excluyendo la secuencia cero.

Coeficientes de peso $\mathbf{a_{f1}, a_{f2}, a_{f0}}$ para una falla monofásica a tierra de la fase A (Fat)

De la ecuación (3.42) se obtiene:

$$\bar{I}_{\mathrm{F}} = 1.5 \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + 1.5 \times \bar{I}_{\mathrm{F2}} + 0 \times \bar{I}_{\mathrm{F0}} \tag{3.52}$$

Donde:

$$\mathbf{a_{f1} = 1.5} \tag{3.53}$$

$$\mathbf{a_{f2} = 1.5} \tag{3.54}$$

$$\mathbf{a_{f0} = 0} \tag{3.55}$$

Fallas monofásicas a tierra de la fase b.

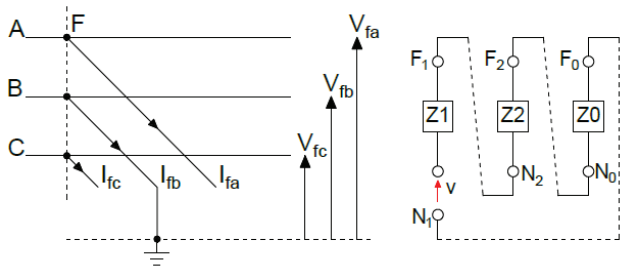


Figura 3.17 Falla monofásica A tierra de la fase B

El análisis en la fase 'b' se realiza conforme a la **Figura 3.17**.

Donde:

$$\bar{I}_{\mathrm{F}} = \bar{I}_{fb} \tag{3.56}$$

Mientras que en las fases restantes:

$$\bar{I}_{fa} = 0 \tag{3.57}$$

$$\bar{I}_{fc} = 0 \tag{3.58}$$

Cálculo del equivalente simétrico de la corriente de falla total en el punto de falla:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \bar{I}_{fb} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \boldsymbol{a}^2 & \boldsymbol{a} \\ 1 & \boldsymbol{a} & \boldsymbol{a}^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{I}_{\mathrm{F0}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F1}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F2}} \end{bmatrix} \tag{3.59}$$

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \bar{I}_{fb} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{I}_{\mathrm{F0}} + \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \bar{I}_{\mathrm{F2}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F0}} + \boldsymbol{a}^2 \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \boldsymbol{a} \times \bar{I}_{\mathrm{F2}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F0}} + \boldsymbol{a} \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \boldsymbol{a}^2 \times \bar{I}_{\mathrm{F2}} \end{bmatrix} \tag{3.60}$$

Donde:

$$\bar{I}_{fb} = \bar{I}_{\mathrm{F0}} + \boldsymbol{a}^2 \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \boldsymbol{a} \times \bar{I}_{\mathrm{F2}} \tag{3.61}$$

Coeficientes de peso $\mathbf{a_{f1}, a_{f2}, a_{f0}}$ para una falla monofásica a tierra de la fase B (Fbt)

Se deduce de lo anterior que la corriente total de falla ($\bar{I}_{\mathrm{F}} = \bar{I}_{fb}$) puede ser expresada en las siguientes formas alternativas, dependiendo de qué componente simétrica es privilegiada:

$$\bar{I}_{\mathrm{F}} = 1.5 \times \boldsymbol{a^2} \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + 1.5 \times \boldsymbol{a} \times \bar{I}_{\mathrm{F2}} + 0 \times \bar{I}_{\mathrm{F0}} \tag{3.62}$$

Donde:

$$\mathbf{a_{f1}} = 1.5 \times \boldsymbol{a^2} \tag{3.63}$$

$$\mathbf{a_{f2}} = 1.5 \times \boldsymbol{a} \tag{3.64}$$

$$\mathbf{a_{f0}} = \mathbf{0} \tag{3.65}$$

Fallas monofásicas a tierra de la fase c.

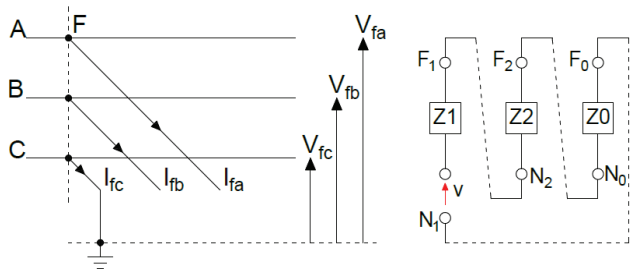


Figura 3.18 Falla monofásica A tierra de la fase C

El análisis en la fase 'c' se realiza conforme a la **Figura 3.18**.

Donde:

$$\bar{I}_{\mathrm{F}} = \bar{I}_{fc} \tag{3.66}$$

Mientras que en las fases restantes:

$$\bar{I}_{fa} = 0 \tag{3.67}$$

$$\bar{I}_{fb} = 0 \tag{3.68}$$

Cálculo del equivalente simétrico de la corriente de falla total en el punto de falla:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \bar{I}_{fc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \boldsymbol{a}^2 & \boldsymbol{a} \\ 1 & \boldsymbol{a} & \boldsymbol{a}^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{I}_{\mathrm{F0}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F1}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F2}} \end{bmatrix} \tag{3.69}$$

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \bar{I}_{fc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{I}_{\mathrm{F0}} + \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \bar{I}_{\mathrm{F2}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F0}} + \boldsymbol{a}^2 \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \boldsymbol{a} \times \bar{I}_{\mathrm{F2}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F0}} + \boldsymbol{a} \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \boldsymbol{a}^2 \times \bar{I}_{\mathrm{F2}} \end{bmatrix} \tag{3.70}$$

Donde:

$$\bar{I}_{fc} = \bar{I}_{\mathrm{F0}} + \boldsymbol{a} \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \boldsymbol{a}^2 \times \bar{I}_{\mathrm{F2}} \tag{3.71}$$

Coeficientes de peso $\mathbf{a_{f1}, a_{f2}, a_{f0}}$ para una falla monofásica a tierra de la fase C (Fct)

Se deduce de lo anterior que la corriente total de falla ($\bar{I}_{\mathrm{F}} = \bar{I}_{fb}$) puede ser expresada en las siguientes formas alternativas, dependiendo de qué componente simétrica es privilegiada:

$$\bar{I}_{\mathrm{F}} = 1.5 \times \boldsymbol{a} \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + 1.5 \times \boldsymbol{a^2} \times \bar{I}_{\mathrm{F2}} + 0 \times \bar{I}_{\mathrm{F0}} \tag{3.72}$$

Donde:

$$\mathbf{a_{f1}} = 1.5 \times \boldsymbol{a} \tag{3.73}$$

$$\mathbf{a_{f2}} = 1.5 \times \boldsymbol{a^2} \tag{3.74}$$

$$\mathbf{a_{f0}} = \mathbf{0} \tag{3.75}$$

Falla bifásica aislada de las fases a-b.

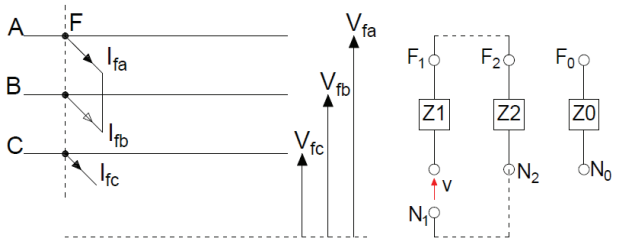


Figura 3.19 Falla bifásica aislada de las fases A-B.

El análisis se realiza conforme a la Figura 3.19.

Donde:

$$\bar{I}_{fa} = -\bar{I}_{fb} \tag{3.76}$$

Mientras que en las fases restantes:

$$\bar{I}_{fc} = 0 \tag{3.77}$$

Cálculo del equivalente simétrico de la corriente de falla total en el punto de falla:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_{fa} \\ \bar{I}_{fb} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \boldsymbol{a}^2 & \boldsymbol{a} \\ 1 & \boldsymbol{a} & \boldsymbol{a}^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{I}_{\mathrm{F0}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F1}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F2}} \end{bmatrix} \tag{3.78}$$

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_{fa} \\ \bar{I}_{fb} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{I}_{\mathrm{F0}} + \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \bar{I}_{\mathrm{F2}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F0}} + \boldsymbol{a}^2 \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \boldsymbol{a} \times \bar{I}_{\mathrm{F2}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F0}} + \boldsymbol{a} \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \boldsymbol{a}^2 \times \bar{I}_{\mathrm{F2}} \end{bmatrix} \tag{3.79}$$

Donde:

$$\bar{I}_{\mathrm{F}} = \bar{I}_{fa} - \bar{I}_{fb} \tag{3.80}$$

$$\bar{I}_{fa} - \bar{I}_{fb} = (\bar{I}_{\mathrm{F0}} + \boldsymbol{a} \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \boldsymbol{a}^2 \times \bar{I}_{\mathrm{F2}}) - (\bar{I}_{\mathrm{F0}} + \boldsymbol{a}^2 \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \boldsymbol{a} \times \bar{I}_{\mathrm{F2}}) \tag{3.81}$$

Resolviendo la ecuación (4.81) y tomando en cuenta que al ser una falla aislada no existe la presencia de la secuencia cero por lo que la corriente se distribuye en las secuencias positivas y negativas en igual proporción.

$$\bar{I}_{fa} - \bar{I}_{fb} = \frac{(1-a^2)}{2}\bar{I}_{\mathrm{F1}} + \frac{(1-\mathbf{a})}{2}\bar{I}_{\mathrm{F2}} \tag{3.82}$$

Coeficientes de peso $\mathbf{a_{f1}, a_{f2}, a_{f0}}$ para una falla bifásica aislada de las fases A-B (Fab)

Se deduce de lo anterior que la corriente total de falla ($\bar{I}_{\mathrm{F}} = \bar{I}_{fa} - \bar{I}_{fb}$) puede ser expresada en las siguientes formas alternativas, dependiendo de qué componente simétrica es privilegiada:

$$\bar{I}_{\mathrm{F}} = \frac{(\mathbf{1}-a^2)}{\mathbf{2}} \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \frac{(\mathbf{1}-\mathbf{a})}{\mathbf{2}} \times \bar{I}_{\mathrm{F2}} \tag{3.83}$$

Donde:

$$\mathbf{a_{f1}} = \frac{(\mathbf{1}-a^2)}{\mathbf{2}} \tag{3.84}$$

$$\mathbf{a_{f2}} = \frac{(\mathbf{1}-\mathbf{a})}{\mathbf{2}} \tag{3.85}$$

$$\mathbf{a_{f0}} = \mathbf{0} \tag{3.86}$$

Falla bifásica aislada de las fases b-c.

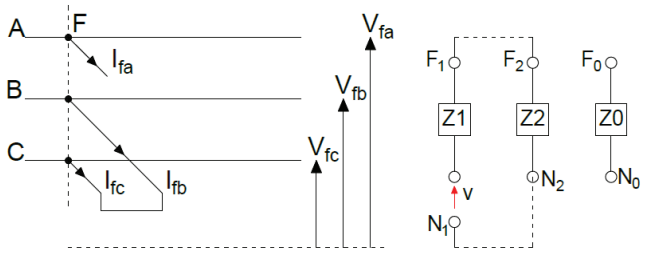


Figura 3.20 Falla bifásica aislada de las fases B-C.

El análisis en la fase 'b' se realiza conforme a la Figura 3.20.

Donde:

$$\bar{I}_{fb} = -\bar{I}_{fc} \tag{3.87}$$

Mientras que en las fases restantes:

$$\bar{I}_{fa} = 0 \tag{3.88}$$

Cálculo del equivalente simétrico de la corriente de falla total en el punto de falla:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \bar{I}_{fb} \\ \bar{I}_{fc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \boldsymbol{a}^2 & \boldsymbol{a} \\ 1 & \boldsymbol{a} & \boldsymbol{a}^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{I}_{\mathrm{F0}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F1}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F2}} \end{bmatrix} \tag{3.89}$$

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \bar{I}_{fb} \\ \bar{I}_{fc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{I}_{\mathrm{F0}} + \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \bar{I}_{\mathrm{F2}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F0}} + \boldsymbol{a}^2 \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \boldsymbol{a} \times \bar{I}_{\mathrm{F2}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F0}} + \boldsymbol{a} \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \boldsymbol{a}^2 \times \bar{I}_{\mathrm{F2}} \end{bmatrix} \tag{3.90}$$

Donde:

$$\bar{I}_{\mathrm{F}} = \bar{I}_{fb} - \bar{I}_{fc} \tag{3.91}$$

$$\bar{I}_{fb} - \bar{I}_{fc} = (\bar{I}_{\mathrm{F0}} + \boldsymbol{a}^2 \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \boldsymbol{a} \times \bar{I}_{\mathrm{F2}}) - (\bar{I}_{\mathrm{F0}} + \boldsymbol{a} \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \boldsymbol{a}^2 \times \bar{I}_{\mathrm{F2}}) \tag{3.92}$$

Resolviendo la ecuación (4.92) y tomando en cuenta que al ser una falla aislada no existe la presencia de la secuencia cero por lo que la corriente se distribuye en las secuencias positivas y negativas en igual proporción.

$$\bar{I}_{fb} - \bar{I}_{fc} = \frac{(a^2-a)}{2}\bar{I}_{\mathrm{F1}} + \frac{(a-a^2)}{2}\bar{I}_{\mathrm{F2}} \tag{3.93}$$

Coeficientes de peso $\mathbf{a_{f1}, a_{f2}, a_{f0}}$ para una falla bifásica aislada de las fases B-C (Fbc)

Se deduce de lo anterior que la corriente total de falla ($\bar{I}_{\mathrm{F}} = \bar{I}_{fb} - \bar{I}_{fc}$) puede ser expresada en las siguientes formas alternativas, dependiendo de qué componente simétrica es privilegiada:

$$\bar{I}_{\mathrm{F}} = \frac{(a^2-a)}{2}\bar{I}_{\mathrm{F1}} + \frac{(a-a^2)}{2}\bar{I}_{\mathrm{F2}} \tag{3.94}$$

Donde:

$$\mathbf{a_{f1}} = \frac{(a^2-a)}{2} \tag{3.95}$$

$$\mathbf{a_{f2}} = \frac{(a-a^2)}{2} \tag{3.96}$$

$$\mathbf{a_{f0}} = \mathbf{0} \tag{3.97}$$

Falla bifásica aislada de las fases c-a.

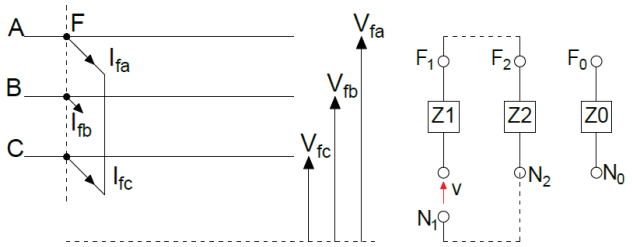


Figura 3.21 Falla bifásica aislada de las fases C-A.

El análisis se realiza conforme a la **Figura 3.21**.

Donde:

$$\bar{I}_{fc} = -\bar{I}_{fa} \tag{3.98}$$

Mientras que en las fases restantes:

$$\bar{I}_{fb} = 0 \tag{3.99}$$

Cálculo del equivalente simétrico de la corriente de falla total en el punto de falla:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_{fa} \\ 0 \\ \bar{I}_{fc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \boldsymbol{a}^2 & \boldsymbol{a} \\ 1 & \boldsymbol{a} & \boldsymbol{a}^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{I}_{\mathrm{F0}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F1}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F2}} \end{bmatrix} \tag{3.100}$$

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_{fa} \\ 0 \\ \bar{I}_{fc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{I}_{\mathrm{F0}} + \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \bar{I}_{\mathrm{F2}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F0}} + \boldsymbol{a}^2 \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \boldsymbol{a} \times \bar{I}_{\mathrm{F2}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F0}} + \boldsymbol{a} \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \boldsymbol{a}^2 \times \bar{I}_{\mathrm{F2}} \end{bmatrix} \tag{3.101}$$

Donde:

$$\bar{I}_{\mathrm{F}} = \bar{I}_{fc} - \bar{I}_{fa} \tag{3.102}$$

$$\bar{I}_{fc} - \bar{I}_{fa} = (\bar{I}_{\mathrm{F0}} + \boldsymbol{a} \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \boldsymbol{a}^2 \times \bar{I}_{\mathrm{F2}}) - (\bar{I}_{\mathrm{F0}} + \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \bar{I}_{\mathrm{F2}}) \tag{3.103}$$

Resolviendo la ecuación (4.92) y tomando en cuenta que al ser una falla aislada no existe la presencia de la secuencia cero por lo que la corriente se distribuye en las secuencias positivas y negativas en igual proporción.

$$\bar{I}_{fc} - \bar{I}_{fa} = \frac{(\boldsymbol{a}-1)}{2}\bar{I}_{\mathrm{F1}} + \frac{(\boldsymbol{a^2}-1)}{2}\bar{I}_{\mathrm{F2}} \tag{3.104}$$

Coeficientes de peso $\mathbf{a_{f1}}, \mathbf{a_{f2}}, \mathbf{a_{f0}}$ para una falla bifásica aislada de las fases C-A (Fca).

Se deduce de lo anterior que la corriente total de falla ($\bar{I}_{\mathrm{F}} = \bar{I}_{fc} - \bar{I}_{fa}$) puede ser expresada en las siguientes formas alternativas, dependiendo de qué componente simétrica es privilegiada:

$$\bar{I}_{\mathrm{F}} = \frac{(\boldsymbol{a}-1)}{2}\bar{I}_{\mathrm{F1}} + \frac{(\boldsymbol{a}^2-1)}{2}\bar{I}_{\mathrm{F2}} \tag{3.105}$$

Donde:

$$\mathbf{a_{f1}} = \frac{(\boldsymbol{a}-1)}{2} \tag{3.106}$$

$$\mathbf{a_{f2}} = \frac{(\boldsymbol{a^2}-1)}{2} \tag{3.107}$$

$$\mathbf{a_{f0}} = \mathbf{0} \tag{3.108}$$

Falla bifásica a tierra de las fases a-b.

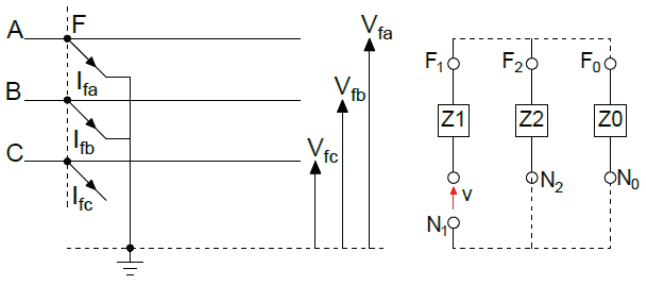


Figura 3.22 Falla bifásica a tierra de las fases A-B.

El análisis se realiza conforme a la **Figura 3.22**.

Donde:

$$\bar{I}_{fa} = -\bar{I}_{fb} \tag{3.109}$$

Mientras que en las fases restantes:

$$\bar{I}_{fc} = 0 \tag{3.110}$$

Cálculo del equivalente simétrico de la corriente de falla total en el punto de falla:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_{fa} \\ \bar{I}_{fb} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \boldsymbol{a}^2 & \boldsymbol{a} \\ 1 & \boldsymbol{a} & \boldsymbol{a}^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{I}_{\mathrm{F0}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F1}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F2}} \end{bmatrix} \tag{3.111}$$

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_{fa} \\ \bar{I}_{fb} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{I}_{\mathrm{F0}} + \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \bar{I}_{\mathrm{F2}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F0}} + \boldsymbol{a}^2 \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \boldsymbol{a} \times \bar{I}_{\mathrm{F2}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F0}} + \boldsymbol{a} \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \boldsymbol{a}^2 \times \bar{I}_{\mathrm{F2}} \end{bmatrix} \tag{3.112}$$

Donde:

$$\bar{I}_{\mathrm{F}} = \bar{I}_{fa} - \bar{I}_{fb} \tag{3.113}$$

$$\bar{I}_{fa} - \bar{I}_{fb} = (\bar{I}_{\mathrm{F0}} + \boldsymbol{a} \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \boldsymbol{a}^2 \times \bar{I}_{\mathrm{F2}}) - (\bar{I}_{\mathrm{F0}} + \boldsymbol{a}^2 \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \boldsymbol{a} \times \bar{I}_{\mathrm{F2}}) \tag{3.114}$$

Resolviendo la ecuación (3.114) y tomando en cuenta que al ser una falla a tierra existe la presencia de la secuencia cero.

$$\bar{I}_{fa} - \bar{I}_{fb} = (1 - \boldsymbol{a}^2)\bar{I}_{\mathrm{F1}} + (1 - \boldsymbol{a})\bar{I}_{\mathrm{F2}} \tag{3.115}$$

Coeficientes de peso $\mathbf{a_{f1}}, \mathbf{a_{f2}}, \mathbf{a_{f0}}$ para una falla bifásica a tierra de las fases A-B (Fabt)

De lo anterior se deduce que la corriente total de falla ($\bar{I}_{\mathrm{F}} = \bar{I}_{fa} - \bar{I}_{fb}$) puede ser expresada en las siguientes formas alternativas, dependiendo de qué componente simétrica es privilegiada:

$$\bar{I}_{\mathrm{F}} = (1 - \boldsymbol{a}^2)\bar{I}_{\mathrm{F1}} + (1 - \boldsymbol{a})\bar{I}_{\mathrm{F2}} \tag{3.116}$$

Donde:

$$\mathbf{a_{f1}} = (\mathbf{1} - \boldsymbol{a}^{\mathbf{2}}) \tag{3.117}$$

$$\mathbf{a_{f2}} = (\mathbf{1} - \boldsymbol{a}) \tag{3.118}$$

$$\mathbf{a_{f0}} = \mathbf{0} \tag{3.119}$$

Falla bifásica a tierra de las fases b-c.

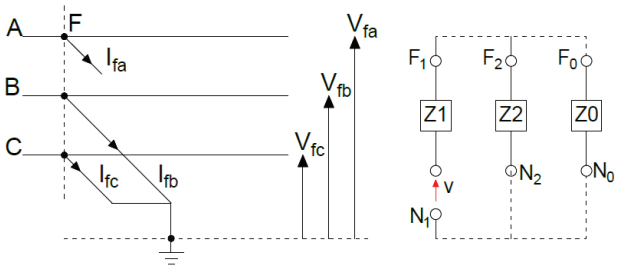


Figura 3.23 Falla bifásica a tierra de las fases B-C.

El análisis se realiza conforme a la **Figura 3.23**.

Donde:

$$\bar{I}_{fb} = -\bar{I}_{fc} \tag{3.120}$$

Mientras que en las fases restantes:

$$\bar{I}_{fa} = 0 \tag{3.121}$$

Cálculo del equivalente simétrico de la corriente de falla total en el punto de falla:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \bar{I}_{fb} \\ \bar{I}_{fc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \boldsymbol{a}^2 & \boldsymbol{a} \\ 1 & \boldsymbol{a} & \boldsymbol{a}^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathrm{I}_{\mathrm{F0}} \\ \mathrm{I}_{\mathrm{F1}} \\ \mathrm{I}_{\mathrm{F2}} \end{bmatrix} \tag{3.122}$$

$$\begin{bmatrix} 0 \\ I_{fb} \\ I_{fc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{I}_{\mathrm{F0}} + \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \bar{I}_{\mathrm{F2}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F0}} + \boldsymbol{a}^2 \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \boldsymbol{a} \times \bar{I}_{\mathrm{F2}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F0}} + \boldsymbol{a} \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \boldsymbol{a}^2 \times \bar{I}_{\mathrm{F2}} \end{bmatrix} \tag{3.123}$$

Donde:

$$\bar{I}_{\mathrm{F}} = \bar{I}_{fb} - \bar{I}_{fc} \tag{3.124}$$

$$\bar{I}_{fb} - \bar{I}_{fc} = (\bar{I}_{\mathrm{F0}} + \boldsymbol{a}^2 \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \boldsymbol{a} \times \bar{I}_{\mathrm{F2}}) - (\bar{I}_{\mathrm{F0}} + \boldsymbol{a} \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \boldsymbol{a^2} \times \bar{I}_{\mathrm{F2}}) \tag{3.125}$$

Resolviendo la ecuación (3.125) y tomando en cuenta que al ser una falla a tierra existe la presencia de la secuencia cero.

$$\bar{I}_{fb} - \bar{I}_{fc} = (\boldsymbol{a}^2 - \boldsymbol{a})\bar{I}_{\mathrm{F1}} + (\boldsymbol{a} - \boldsymbol{a}^{\mathbf{2}})\bar{I}_{\mathrm{F2}} \quad (3.126)$$

Coeficientes de peso $\mathbf{a_{f1}}, \mathbf{a_{f2}}, \mathbf{a_{f0}}$ para una falla bifásica a tierra de las fases B-C (Fbct).

Se deduce de lo anterior que la corriente total de falla ($\bar{I}_{\mathrm{F}} = \bar{I}_{fb} - \bar{I}_{fc}$) puede ser expresada en las siguientes formas alternativas, dependiendo de qué componente simétrica es privilegiada:

$$\bar{I}_{\mathrm{F}} = (\boldsymbol{a}^2 - \boldsymbol{a})\bar{I}_{\mathrm{F1}} + (\boldsymbol{a} - \boldsymbol{a}^2)\bar{I}_{\mathrm{F2}} \quad (3.127)$$

Donde:

$$\mathbf{a_{f1}} = (\boldsymbol{a}^{\mathbf{2}} - \boldsymbol{a}) \quad (3.128)$$

$$\mathbf{a_{f2}} = (\mathbf{a} - \boldsymbol{a}^{\mathbf{2}}) \quad (3.129)$$

$$\mathbf{a_{f0}} = \mathbf{0} \quad (3.130)$$

Falla bifásica a tierra de las fases c-a.

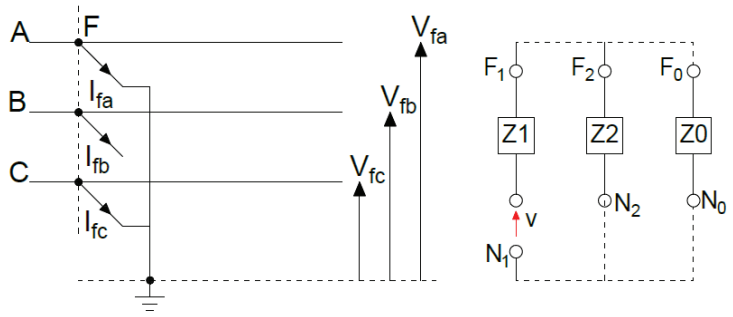


Figura 3.24 Falla bifásica a tierra de las fases C-A

El análisis se realiza conforme a la **Figura 3.24**.

Donde:

$$\bar{I}_{fc} = -\bar{I}_{fa} \tag{3.131}$$

Mientras que en las fases restantes:

$$\bar{I}_{fb} = 0 \tag{3.132}$$

Cálculo del equivalente simétrico de la corriente de falla total en el punto de falla:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_{fa} \\ 0 \\ \bar{I}_{fc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \boldsymbol{a}^2 & \boldsymbol{a} \\ 1 & \boldsymbol{a} & \boldsymbol{a}^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{I}_{\mathrm{F0}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F1}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F2}} \end{bmatrix} \tag{3.133}$$

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_{fa} \\ 0 \\ \bar{I}_{fc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{I}_{\mathrm{F0}} + \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \bar{I}_{\mathrm{F2}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F0}} + \boldsymbol{a}^2 \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \boldsymbol{a} \times \bar{I}_{\mathrm{F2}} \\ \bar{I}_{\mathrm{F0}} + \boldsymbol{a} \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \boldsymbol{a}^2 \times \bar{I}_{\mathrm{F2}} \end{bmatrix} \tag{3.134}$$

Donde:

$$\bar{I}_{\mathrm{F}} = \bar{I}_{fc} - \bar{I}_{fa} \tag{3.135}$$

$$\bar{I}_{fc} - \bar{I}_{fa} = (\bar{I}_{\mathrm{F0}} + \boldsymbol{a} \times \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \boldsymbol{a}^2 \times \bar{I}_{\mathrm{F2}}) - (\bar{I}_{\mathrm{F0}} + \bar{I}_{\mathrm{F1}} + \bar{I}_{\mathrm{F2}}) \tag{3.136}$$

Resolviendo la ecuación (3.136) y tomando en cuenta que al ser una falla a tierra existe la presencia de la secuencia cero.

$$\bar{I}_{fc} - \bar{I}_{fa} = (\boldsymbol{a} - 1)\bar{I}_{\mathrm{F1}} + (\boldsymbol{a}^2 - 1)\bar{I}_{\mathrm{F2}} \qquad (3.137)$$

Coeficientes de peso $\mathbf{a_{f1}, a_{f2}, a_{f0}}$ para una falla bifásica a tierra de las fases C-A (Fcat)

Se deduce de lo anterior que la corriente total de falla ($\bar{I}_{\mathrm{F}} = \bar{I}_{fc} - \bar{I}_{fa}$) puede ser expresada en las siguientes formas alternativas, dependiendo de qué componente simétrica es privilegiada:

$$\bar{I}_{\mathrm{F}} = (\boldsymbol{a} - 1)\bar{I}_{\mathrm{F1}} + (\boldsymbol{a}^2 - 1)\bar{I}_{\mathrm{F2}} \qquad (3.135)$$

Donde:

$$\mathbf{a_{f1}} = (\boldsymbol{a} - \mathbf{1}) \qquad \text{n} \qquad (3.136)$$

$$\mathbf{a_{f2}} = (\boldsymbol{a}^2 - \mathbf{1}) \qquad (3.137)$$

$$\mathbf{a_{f0}} = \mathbf{0} \qquad (3.138)$$

Falla trifásica aislada o trifásica a tierra.

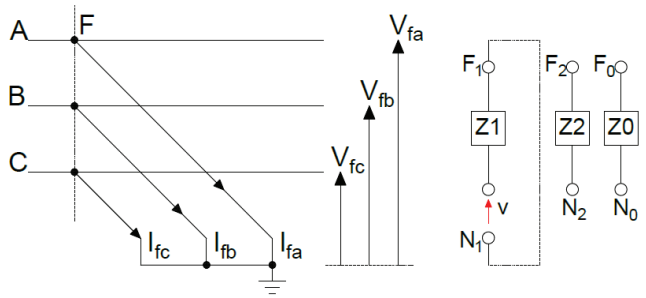


Figura 3.25 Falla trifásica a tierra.

Para el caso de las fallas trifásicas aisladas o trifásicas a tierra se puede realizar los cálculos respectivos con cualquiera de las expresiones calculadas en las fallas bifásicas a tierra, el análisis se realiza conforme a la **Figura 3.25**.

Coeficientes de peso $\mathbf{a_{f1}, a_{f2}, a_{f0}}$ para una falla trifásica aislada o trifásica a tierra (Fabc o Fabct)

$$\mathbf{a_{f1}} = (\mathbf{1} - \boldsymbol{a^2}) \tag{3.139}$$

$$\mathbf{a_{f2}} = (\mathbf{1} - \boldsymbol{a}) \tag{3.140}$$

$$\mathbf{a_{f0}} = \mathbf{0} \tag{3.141}$$

Para una mejor apreciación de los datos obtenidos se presentan de forma ordenada en la **Tabla 3.8**.

Tabla 3.8 Coeficientes de peso con secuencia positiva y negativa eliminando la secuencia cero para una óptima estimación de la caída de voltaje a través de una resistencia de falla. [18]

TIPO DE FALLA	CORRIENTE TOTAL DE FALLA	a_{F1}	a_{F2}	a_{F0}
a-g	I_{Fa}	1.5	1.5	0
b-g	I_{Fb}	$-0.75 - j0.75\sqrt{3}$	$-0.75 + j0.75\sqrt{3}$	0
c-g	I_{Fc}	$-0.75 + j0.75\sqrt{3}$	$-0.75 - j0.75\sqrt{3}$	0
a-b	I_{Fa}-I_{Fb}	$0.75 + j0.25\sqrt{3}$	$0.75 - j0.25\sqrt{3}$	0
b-c	I_{Fb}-I_{Fc}	$-j0.5\sqrt{3}$	$j0.5\sqrt{3}$	0
c-a	I_{Fc}-I_{Fa}	$-0.75 + j0.25\sqrt{3}$	$-0.75 - j0.25\sqrt{3}$	0
a-b-g	I_{Fa}-I_{Fb}	$1.5 + j0.5\sqrt{3}$	$1.5 - j0.5\sqrt{3}$	0
b-c-g	I_{Fb}-I_{Fc}	$-j\sqrt{3}$	$j\sqrt{3}$	0
c-a-g	I_{Fc}-I_{Fa}	$1.5 - j0.5\sqrt{3}$	$1.5 + j0.5\sqrt{3}$	0
a-b-c (a-b-c-g)*	I_{Fa}-I_{Fb}	$1.5 + j0.5\sqrt{3}$	$(1.5 - j0.5\sqrt{3})$ **	0
	*El bucle de falla entre fases (a-b) se considera, sin embargo, los otros bucles de falta (b-c), (c-a) se pueden tomar también en consideración. ** Este coeficiente es diferente de cero; sin embargo, la secuencia negativa no está presente en las señales.			

EL cálculo de los coeficientes de peso para las demás fases se lo puede realizar de forma similar y se los menciona en los Anexos IV, V y VI.

3.4.3.3 Estimación de la caída de voltaje a través de una resistencia de falla

Las componentes de secuencia positiva y negativa total de las corrientes de falla, determinan el voltaje en rama de la resistencia de falla.

Las señales de voltaje y corriente son expresadas en sus componentes de secuencia positiva, negativa y cero. Donde a_1, a_2, a_0 son los coeficientes de peso que se dará a cada secuencia y se tomará de la **Tabla 3.8**.

$$V_f = R_f(a_{f1} \times \bar{I}_{F1} + a_{f2} \times \bar{I}_{F2} + a_{f0} \times \bar{I}_{F0}) \qquad (3.142)$$

La característica óptima corresponde a una manera muy simple de estimación de la caída de voltaje, por otra parte, se debe garantizar una alta posibilidad de precisión de este procedimiento. De esta manera al derivar la fórmula de la caída de voltaje en la resistencia de falla se realiza los siguientes pasos.

1. El flujo de las corrientes de falla es considerado únicamente para secuencia positiva y negativa, de esta manera la exclusión de la componente de secuencia cero en la caída de voltaje en la resistencia de falla R_f, requiere ubicar al coeficiente de peso de esta secuencia igual a cero $a_{f0} = 0$.
2. La sumatoria ponderada de las componentes de secuencia positiva y negativa es transformada de forma que únicamente participen las corrientes de fase y fácilmente se pueda calcular la componente de secuencia cero

Al utilizar los valores de la **Tabla 3.8**, se asegura una transformada óptima de la caída de Voltaje en la ecuación (3.142) y el cálculo de las componentes de secuencia positiva y negativa de las corrientes ya no es requerido [17].

Sustituyendo la ecuación (3.40) y (3.41) en la ecuación (3.142)

$$V_f = R_f\left(a_{f1} \times \frac{\bar{I}_{AA1} - \bar{I}_{AB1} \times \frac{\bar{Z}_{1LB}}{\bar{Z}_{1LA}}}{(1-d)} + a_{f2} \times \frac{\bar{I}_{AA2} - \bar{I}_{AB2} \times \frac{\bar{Z}_{1LB}}{\bar{Z}_{1LA}}}{(1-d)} + a_{f0} \times \bar{I}_{F0}\right) \qquad (3.143)$$

Asumiendo $\frac{Z_{1LB}}{Z_{1LA}} = 1$

$$V_f = R_f(a_{f1} \times \frac{\bar{I}_{AA1} - \bar{I}_{AB1}}{(1-d)} + a_{f2} \times \frac{\bar{I}_{AA2} - \bar{I}_{AB2}}{(1-d)}) \quad (3.144)$$

Donde:

$$a_{f1} \times (\bar{I}_{AA1} - \bar{I}_{AB1}) + a_{f2} \times (\bar{I}_{AA2} - \bar{I}_{AB2}) = \mathbf{N_{12}} \quad (3.145)$$

$$V_f = R_f \times \frac{N_{12}}{(1-d)} \quad (3.146)$$

En esta etapa los componentes de secuencia positiva y negativa de las corrientes de las dos líneas son las únicas involucradas en el cálculo de "$\mathbf{N_{12}}$"

Con el fin de no introducir retrasos relacionados con los cálculos de las componentes de secuencia para el cálculo de "$\mathbf{N_{12}}$" en la ecuación (3.145), se utiliza un reordenamiento especial.

El valor de "N_{12}" ha sido tabulado para diferentes tipos de fallas, en la **Tabla 3.9** establecidos como valores óptimos.

Tabla 3.9 Valores establecidos como óptimos para el cálculo de N_12 usados en la estimación de la caída de voltaje en la resistencia de falla.

Tipo de Falla	$\mathbf{N_{12}}$
A-G	$1.5 \times (\bar{I}_{AA_a} - \bar{I}_{AAO}) - 1.5 \times (\bar{I}_{AB_a} - \bar{I}_{ABO})$
B-G	$1.5 \times (\bar{I}_{AA_b} - \bar{I}_{AAO}) - 1.5 \times (\bar{I}_{AB_b} - \bar{I}_{ABO})$
C-G	$1.5 \times (\bar{I}_{AA_c} - \bar{I}_{AAO}) - 1.5 \times (\bar{I}_{AB_c} - \bar{I}_{ABO})$
A-B	$0.5 \times (\bar{I}_{AA_a} - \bar{I}_{AA_b}) - 1.5 \times (\bar{I}_{AB_a} - \bar{I}_{AB_b})$
B-C	$0.5 \times (\bar{I}_{AA_b} - \bar{I}_{AA_c}) - 1.5 \times (\bar{I}_{AB_b} - \bar{I}_{AB_c})$
C-A	$0.5 \times (\bar{I}_{AA_c} - \bar{I}_{AA_a}) - 1.5 \times (\bar{I}_{AB_c} - \bar{I}_{AB_a})$
A-B-G, A-B-C, A-B-C-G	$[(\bar{I}_{AA_a} - \bar{I}_{AA_b}) - (\bar{I}_{AB_a} - \bar{I}_{AB_b})]$
B-C-G	$[(I_{AA_b} - I_{AA_c}) - (I_{AB_b} - I_{AB_c})]$
C-A-G	$[(I_{AA_c} - I_{AA_a}) - (I_{AB_c} - I_{AB_a})]$

Ejemplo 1

Para calcular una falla monofásica A – G se utiliza los siguientes coeficientes de peso.

$$a_{f1} = 1.5 \;\; a_{f2} = 1.5$$

Valores tomados de la Tabla 3.8.

Se ha considerado los valores establecidos como óptimos para el cálculo de "N_{12}" usados en la estimación de la caída de voltaje en la resistencia de falla para la falla monofásica A-T de la **Tabla 3.9**.

$$N_{12} = 1.5 \times (\bar{I}_{AA_a} - \bar{I}_{AAO}) - 1.5 \times (\bar{I}_{AB_a} - \bar{I}_{ABO}) \quad (3.146)$$

Donde:

$\bar{\boldsymbol{I}}_{\mathbf{AA_a}}, \bar{\boldsymbol{I}}_{\mathbf{AB_a}}$ Las corrientes de la fase “A” de las líneas LA, LB.

$\bar{\boldsymbol{I}}_{\mathbf{AAO}}, \bar{\boldsymbol{I}}_{\mathbf{ABO}}$ Las corrientes de secuencia cero de las líneas LA, LB.

Ejemplo 2

Para calcular una falla monofásica “A – B” se utiliza los siguientes coeficientes de peso.

$$a_{f1} = 0.5(1 - \boldsymbol{a}^2) \;\; a_{f2} = 0.5(1 - \mathbf{a})$$

Valores tomados de la **Tabla 3.8**.

Se toman los valores establecidos como óptimos para el cálculo de "N_{12}" usados en la estimación de la caída de voltaje en la resistencia de falla para la falla monofásica “A – B” de la **Tabla 3.9**.

$$N_{12} = 0.5 \times (\bar{I}_{AA_a} - \bar{I}_{AA_b}) - 0.5 \times (\bar{I}_{AB_a} - \bar{I}_{AB_b}) \quad (3.147)$$

Sustituyendo

$$V_f = V_{AA_p} - d \times Z_{1LA} \times \bar{I}_{AA_p} \quad (3.148)$$

$$V_{AA_p} - d \times Z_{1LA} \times \bar{I}_{AA_p} - R_f \times \frac{N_{12}}{(1-d)} = 0 \quad (3.149)$$

Donde:

V_{AA_p}, Es el arreglo de las señales de voltaje realizadas por un relé de distancia clásico

$\bar{I}_{AA_p}$ Es el arreglo de las señales de corriente realizadas por un relé de distancia clásico

El arreglo de voltajes y corrientes para los diferentes tipos de falla son descritas en la **Tabla 3.10**. Tomando como referencia el algoritmo de Reactancia Clásico.

Tabla 3.10 Arreglo de las señales de voltaje y corriente utilizados para determinar la distancia de falla.

Tipo de Falla	$\mathbf{V_{AA_p}}$ Voltaje de alimentación a la falla
	$\bar{I}_{AA_p}$**Corriente de alimentación a la falla**
A-G	V_{AA_a}
	$\bar{I}_{AA_a} + k0 \times \bar{I}_{AA0} + k0m \times \bar{I}_{AB0}$
B-G	V_{AA_b}
	$\bar{I}_{AA_b} + k0 \times \bar{I}_{AA0} + k0m \times \bar{I}_{AB0}$
C-G	V_{AA_c}
	$\bar{I}_{AA_c} + k0 \times \bar{I}_{AA0} + k0m \times \bar{I}_{AB0}$
A-B, A-B-G, A-B-C, A-B-C-G	$V_{AA_a} - V_{AA_b}$
	$\bar{I}_{AA_a} - \bar{I}_{AA_b}$
B-C, B-C-G	$V_{AA_b} - V_{AA_c}$
	$\bar{I}_{AA_b} - \bar{I}_{AA_c}$
C-A, C-A-G	$V_{AA_c} - V_{AA_a}$
	$\bar{I}_{AA_c} - \bar{I}_{AA_a}$
$k0 = (\mathbf{Z_{0LA}} - \mathbf{Z_{1LA}})/\mathbf{Z_{1LA}}$	$\mathbf{k0m} = \mathbf{Z_{0m}}/\mathbf{Z_{1LA}}$

Donde:

Z_{1LA}: Impedancia de secuencia positiva de la línea LA

$\mathbf{Z_{0LA}}$: Impedancia de secuencia cero de la línea LA.

$\mathbf{Z_{0m}}$: Impedancia mutua de secuencia cero.

$\mathbf{k0}$: Coeficiente de Impedancia de Tierra.

$\mathrm{k0m}$: Coeficiente de Impedancia mutua de Tierra.

Al resolver la ecuación (4.125) se obtiene:

$$\mathrm{real}\left(\overline{\mathrm{V}}_{\mathrm{AA_p}}\right) - \mathrm{d} \times \mathrm{real}\left(\overline{\mathrm{Z}}_{\mathrm{1LA}} \times \bar{I}_{\mathrm{AA_p}}\right) - \frac{\mathrm{R_f}}{(1-\mathrm{d})} \times \mathrm{real}(\overline{\mathrm{N}}_{12}) = 0 \qquad (3.150)$$

$$\mathrm{imag}\left(\overline{\mathrm{V}}_{\mathrm{AA_p}}\right) - \mathrm{d} \times \mathrm{imag}\left(\overline{\mathrm{Z}}_{\mathrm{1LA}} \times \bar{\mathrm{I}}_{\mathrm{AA_p}}\right) - \frac{\mathrm{R_f}}{(1-\mathrm{d})} \times \mathrm{imag}(\overline{\mathrm{N}}_{12}) = 0 \qquad (3.151)$$

Despejando $\frac{\mathrm{R_f}}{(1-\mathrm{d})}$ de la ecuación (4.150).

$$\frac{\mathrm{real}\left(\overline{\mathrm{V}}_{\mathrm{AA_p}}\right) - \mathrm{d} \times \mathrm{real}\left(\overline{\mathrm{Z}}_{\mathrm{1LA}} \times \bar{I}_{\mathrm{AA_p}}\right)}{\mathrm{real}(\overline{\mathrm{N}}_{12})} = \frac{\mathrm{R_f}}{(1-\mathrm{d})} \qquad (3.152)$$

Reemplazando la ecuación (3.150) en la ecuación (3.151)

$$\mathrm{imag}\left(\overline{\mathrm{V}}_{\mathrm{AA_p}}\right) - \mathrm{d} \times \mathrm{imag}\left(\overline{\mathrm{Z}}_{\mathrm{1LA}} \times \bar{I}_{\mathrm{AA_p}}\right) - \frac{\mathrm{real}\left(\overline{\mathrm{V}}_{\mathrm{AA_p}}\right) - \mathrm{d} \times \mathrm{real}\left(\overline{\mathrm{Z}}_{\mathrm{1LA}} \times \bar{I}_{\mathrm{AA_p}}\right)}{\mathrm{real}(\mathrm{N}_{12})} \times \mathrm{imag}(\overline{\mathrm{N}}_{12}) = 0$$

(3.151)

De la ecuación (3.151) se despeja “d”

$$\mathrm{imag}\left(\overline{\mathrm{V}}_{\mathrm{AA_p}}\right) \times \mathrm{real}(\overline{\mathrm{N}}_{12}) - \mathrm{d} \times \mathrm{imag}\left(\overline{\mathrm{Z}}_{\mathrm{1LA}} \times \mathrm{I}_{\mathrm{AA_p}}\right) \times \mathrm{real}(\overline{\mathrm{N}}_{12}) =$$

$$\mathrm{real}\left(\overline{\mathrm{V}}_{\mathrm{AA_p}}\right) \times \mathrm{imag}(\overline{\mathrm{N}}_{12}) - \mathrm{d} \times \mathrm{real}\left(\overline{\mathrm{Z}}_{\mathrm{1LA}} \times \bar{I}_{\mathrm{AA_p}}\right) \times \mathrm{imag}(\overline{\mathrm{N}}_{12}) \qquad (3.153)$$

$$\text{imag}\left(\overline{\text{V}}_{\text{AA}_\text{p}}\right) \times \text{real}(\overline{\text{N}}_{12}) - \text{real}\left(\overline{\text{V}}_{\text{AA}_\text{p}}\right) \times \text{imag}(\overline{\text{N}}_{12}) =$$

$$\text{d} \times \text{imag}\left(\overline{\text{Z}}_{1\text{LA}} \times \bar{\text{I}}_{\text{AA}_\text{p}}\right) \times \text{real}(\overline{\text{N}}_{12}) - \text{d} \times \text{real}\left(\overline{\text{Z}}_{1\text{LA}} \times \bar{I}_{\text{AA}_\text{p}}\right) * \text{imag}(\overline{\text{N}}_{12}) \quad \text{Ec. (3.154)}$$

3.4.3.4 Estimación de la distancia de falla

La distancia de falla representada por *d* en la ecuación (3.156) se la puede usar directamente en la implantación del algoritmo de localización de falla.

$$d = \frac{\text{imag}\left(\text{V}_{\text{AA}_\text{p}}\right) \times \text{real}(\text{N}_{12}) - \text{real}\left(\text{V}_{\text{AA}_\text{p}}\right) \times \text{imag}(\text{N}_{12})}{\text{imag}\left(\text{Z}_{1\text{LA}} \times \bar{I}_{\text{AA}_\text{p}}\right) \times \text{real}(\text{N}_{12}) - \text{real}\left(\text{Z}_{1\text{LA}} \times \bar{I}_{\text{AA}_\text{p}}\right) \times \text{imag}(\text{N}_{12})} \tag{3.155}$$

Reemplazando $\text{U}_{1\text{P}} = \text{Z}_{1\text{LA}} \times \text{I}_{\text{AA}_\text{p}}$ en la ecuación (3.132) se reduce a

$$\boldsymbol{d = \frac{\text{imag}\left(\text{V}_{\text{AA}_\text{p}}\right) \times \text{real}(\text{N}_{12}) - \text{real}\left(\text{V}_{\text{AA}_\text{p}}\right) \times \text{imag}(\text{N}_{12})}{\text{imag}(\text{U}_{1\text{P}}) \times \text{real}(\text{N}_{12}) - \text{real}(\text{U}_{1\text{P}}) \times \text{imag}(\text{N}_{12})}} \tag{3.156}$$

Un relé de distancia clásico ubica la impedancia utilizando los arreglos de las señales de voltaje y corriente descritos en la **Tabla 3.8**.

$$\mathbf{Z_{p_clasico}} = \frac{\mathbf{V_{AA_p}}}{\bar{\boldsymbol{I}}_{\mathbf{AA_p}}} \tag{3.157}$$

Mientras que de acuerdo a la derivación del algoritmo de localización de fallas se obtiene la siguiente expresión para la Impedancia.

$$\mathbf{Z_{p_adaptive}} = \frac{\text{imag}\left(\text{V}_{\text{AA}_\text{p}} \times \text{N}_{12}^{\ *}\right)}{\text{imag}(\text{U}_{1\text{P}} \times \text{N}_{12}^{\ *})} \times \mathbf{Z_{1LA}} \tag{3.158}$$

4 IMPLEMENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL EN MATLAB.

El siguiente capítulo, detalla la implementación de la herramienta computacional de forma modular o por subrutinas, desde la toma de registros de las señales utilizando un formato estándar, discriminación de las señales analógicas, cálculo mediante los dos algoritmos presentados en el capítulo anterior, hasta presentar en pantalla los resultados tabulados y graficados.

Los resultados serán utilizados para el análisis de falla dada por los registros oscilográficos ingresados, teniendo en cuenta que existe información que el usuario debe ingresar, tales como parámetros de las líneas en análisis, medidas que se obtiene en una sub estación, que son necesarias para culminar con éxito nuestro programa, el programador codificará su programa en el editor de archivos propio de MATLAB mientras que la ventana de comandos será la interfaz entre el usuario y la máquina para la entrada / salida de datos como se muestra en la **Figura 4.1**.

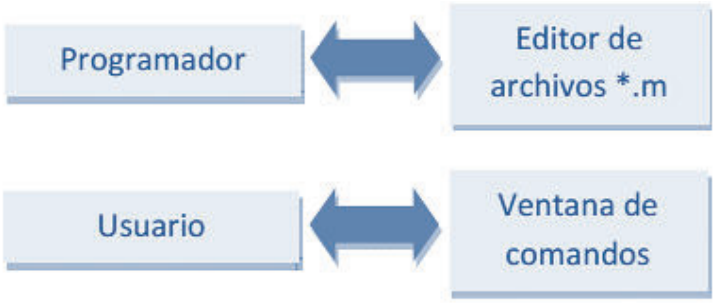


Figura 4.1 Control de procesos del programador y del usuario.

4.1 Descripción del programa implementado y las sub rutinas en MATLAB

El programa que se propone utilizar en este trabajo posee como plataforma de programación MATLAB 2013a. El cuál procesa los registros oscilográficos de las señales de voltaje y corriente en formato COMTRADE, los analiza y presenta los resultados de la impedancia vista por el algoritmo ciclo a ciclo, discriminando los valores de pre-falla y del régimen sub-transitorio de la falla, esto debido a que en la mayoría de las fallas la parte sub-transitoria está alrededor de los dos o tres ciclos.

En el diagrama de **Figura 4.2** se detallan los módulos visibles y no visibles, que conforman a nuestro programa.

A continuación, se revisará los módulos que posee el programa.

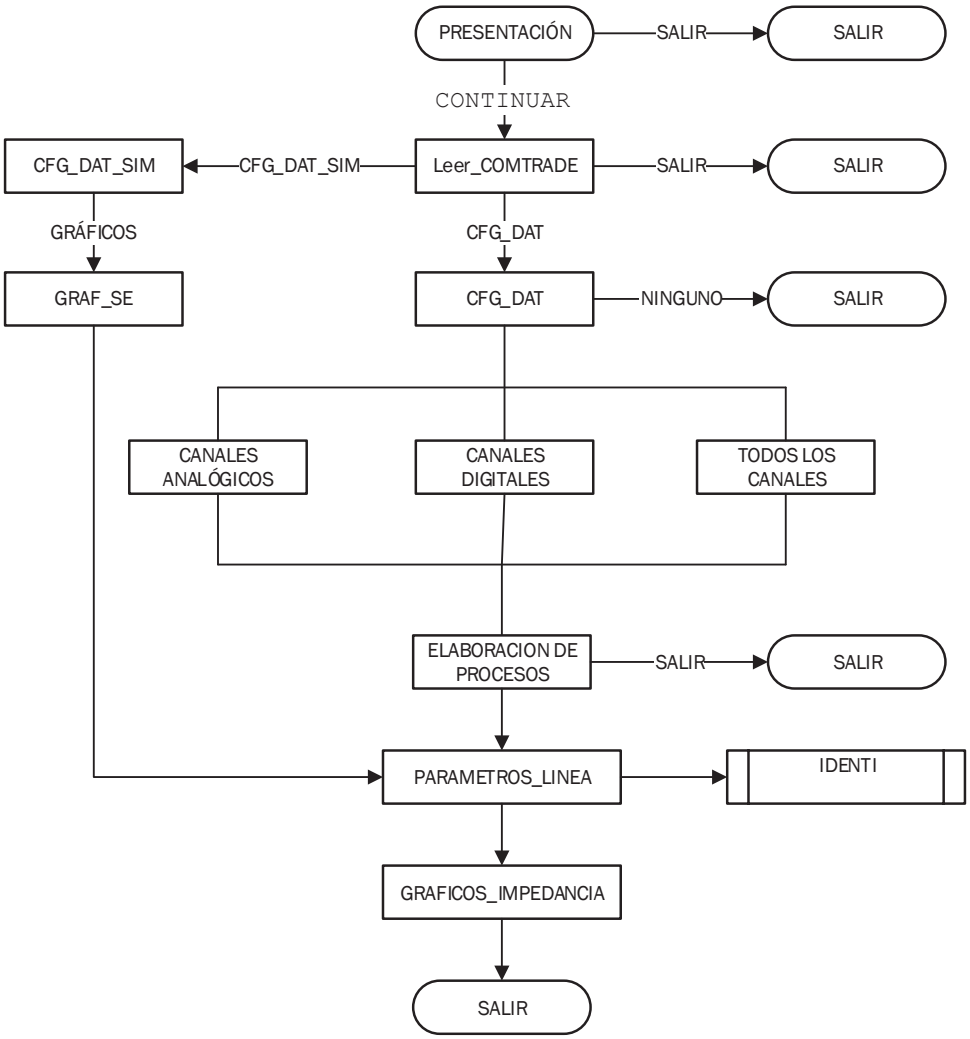


Figura 4.2 Estructura modular del programa ADDALTP

Es importante mencionar que cada uno de los módulos es independiente si se desea trabajar fuera del programa general se debe tener en cuenta el ingreso de las variables de cada uno de los módulos, las variables de salida no son necesarias ya que cada módulo posee una interfaz propia en donde se muestran los resultados de cada proceso.

4.1.1 Presentación

Para poder iniciar el programa es necesario tener instalado la plataforma de programación MATLAB 2010 o superior y ejecutar el script “PRESENTACION.m” como se indica en la **Figura 4.3** que es la función principal la que da lugar a que todas las sub – rutinas se ejecuten.

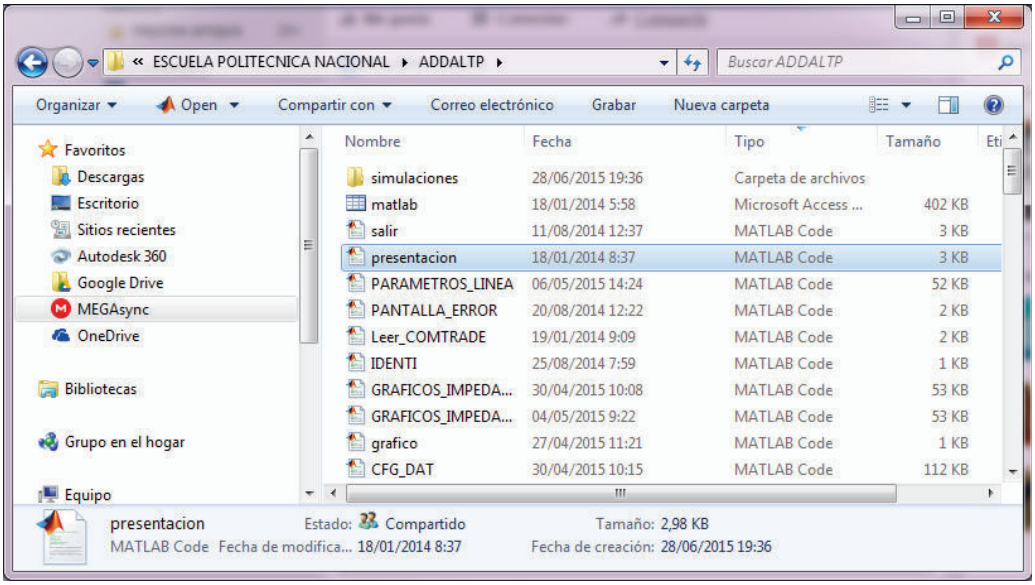


Figura 4.3 Ubicación de la función principal el script “PRESENTACIÓN.m”

La función PRESENTACIÓN es el módulo de inicio, que posee una interfaz humano – máquina (HMI) mostrada en la **Figura 4.5**, y muestra una pantalla completamente elaborada por lo que no es necesario la creación de sus componentes gráficos para su ejecución en cualquier ordenador, en donde se encuentra el título del programa y los créditos del proyecto, mismos que no pueden ser cambiados pues existen bucles de comprobación dentro de su seudocódigo, además de contar con dos “command button” (**Figura 4.4**); con las inscripciones “CONTINUAR” y “SALIR”, para poder dar inicio o culminar sus acciones respectivamente.

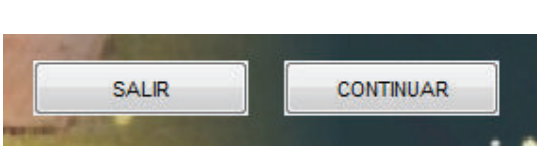


Figura 4.4 “Command Button” De Control

Figura 4.5 Interfaz humano – máquina de la función principal "PRESENTACION.m".

4.1.2 Leer_COMTRADE

"Leer_COMTRADE.m" es una interfaz humano – máquina (HMI) en donde se encuentra una breve introducción a los archivos de formato COMTRADE, añadiendo una introducción del uso de los diferentes ficheros que maneja el formato, permitiendo al usuario discriminar los archivos que se van a cargar en nuestro programa, además decodifica las señales almacenadas en los archivos de configuración (.CFG) y los archivos de datos (.DAT) de forma automática, preparando de esta forma las variables necesarias para los módulos siguientes.

Dentro de esta subrutina modular se muestra una pantalla creada en completamente en código, la misma se divide en dos etapas:

- Formato estandarizado IEEE Comtrade completo para líneas paralelas
- Modo simulación.
- Archivos MATLAB

Activadas con dos “command button” Con las inscripciones “Abrir ficheros COMTRADE” y “COMTRADE para simulación”,

4.1.2.1 Formato estandarizado IEEE COMTRADE completo para líneas paralelas

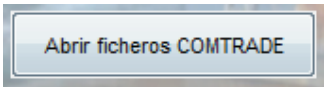


Figura 4.6 Ingreso a ficheros COMTRADE

La selección del botón mostrado en la Figura 4.6 permite iniciar con el manejo de las señales almacenadas en un archivo COMTRADE estandarizado completo para líneas paralelas, un ejemplo de este se presenta en la Figura 4.7.

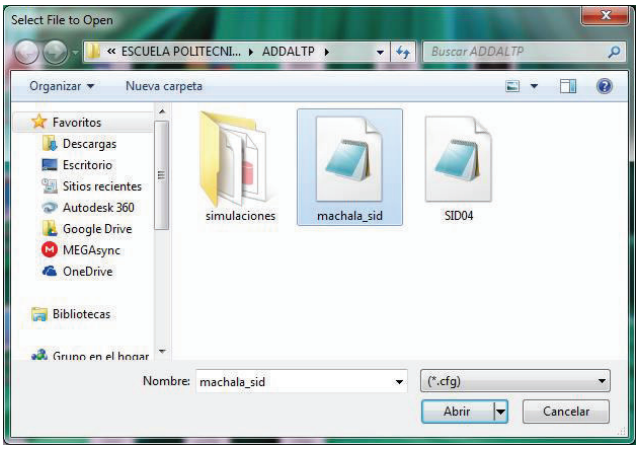


Figura 4.7 Abrir el archivo (.CFG)

Además, se debe tener presente que en este módulo los archivos a tratar se limitan a archivos contemplados y ordenados de la siguiente manera:

1. Voltaje de la fase A del circuito 1
2. Voltaje de la fase B del circuito 1
3. Voltaje de la fase C del circuito 1
4. Voltaje de NEUTRO del circuito 1
5. Corriente de la línea A del circuito 1

6. Corriente de la línea B del circuito 1
7. Corriente de la línea C del circuito 1
8. Corriente de NEUTRO del circuito 1
9. Voltaje de la fase A del circuito 2
10. Voltaje de la fase B del circuito 2
11. Voltaje de la fase C del circuito 2
12. Voltaje de NEUTRO del circuito 2
13. Corriente de la línea A del circuito 2
14. Corriente de la línea B del circuito 2
15. Corriente de la línea C del circuito 2
16. Corriente de NEUTRO del circuito 2

Cada una de las señales deben ser de la misma subestación, estar presentes y en el orden mencionado para poder ejecutar los siguientes módulos caso, contrario no se puede ejecutar. Un ejemplo de la distribución de señales en una subestación se presenta en la **Figura 4.8**.

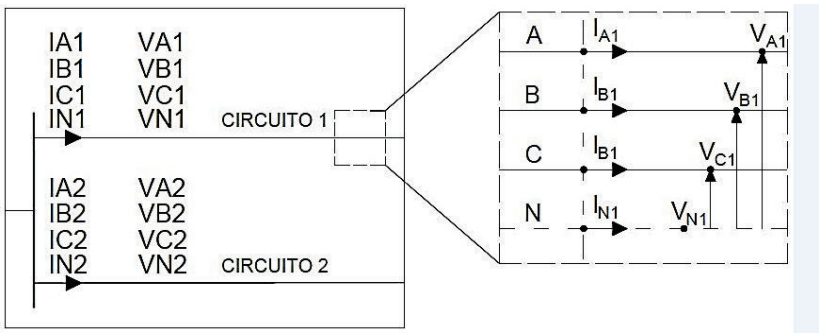


Figura 4.8 Distribución de las señales en una subestación.

Es importante mencionar que si se dispone de un archivo COMTRADE para líneas paralelas estandarizado la ejecución de los módulos de ubicación del circuito en falla y el

módulo de clasificación de fallas trabajan de forma eficiente y no es necesario la intervención del usuario para poder continuar.

4.1.2.2 MODO SIMULACIÓN

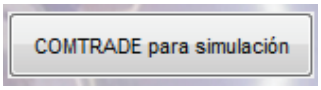


Figura 4.9 Simulación de COMTRADE

La selección del botón mostrado en la Figura 4.9 permite iniciar con el manejo de las señales almacenadas en un archivo COMTRADE, un ejemplo se presenta en la Figura 4.10, sin la necesidad de que los archivos estén completos.

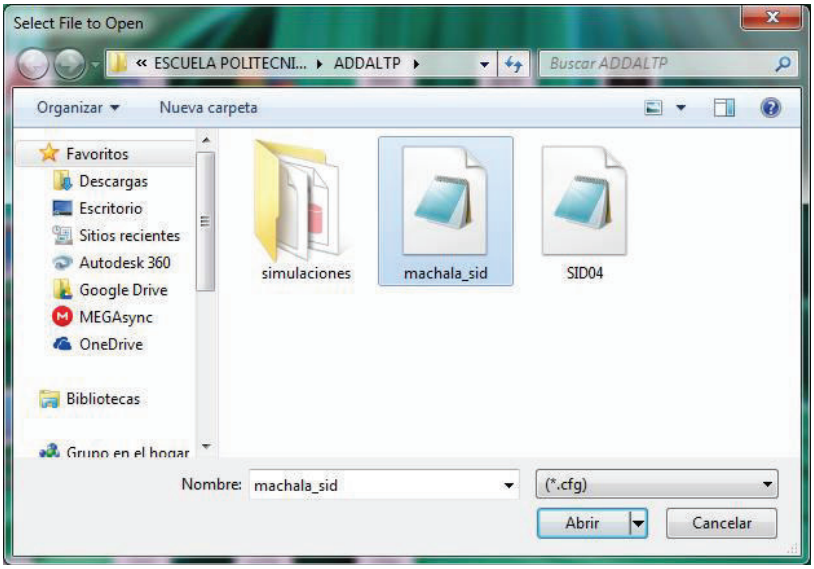


Figura 4.10 Abrir el archivo (.CFG)

Este modo es abierto por lo que se encuentra para efectuar pruebas a la base principal de nuestro programa ya que admite distintas configuraciones de los circuitos e incluso el prescindir de ciertos datos, en específico los datos de voltaje y corriente de neutro tanto del circuito 1 como del circuito 2, y teniendo en cuenta que cada una de las señales deben ser de la misma subestación, es importante mencionar que por ser flexible al manejo de los datos, para poder continuar en ciertos casos es necesario el manejo del usuario para confirmar y dar inicio a los módulos de localización del circuito en falla y el módulo de clasificación de fallas.

4.1.3 CFG_DAT

"CFG_DAT.m" es una subrutina activada al elegir la opción "Abrir ficheros COMTRADE" en el módulo anterior "Leer_COMTRADE", esta subrutina posee una interfaz humano – máquina (HMI) manejable para el usuario y es una de la más importantes y la más pesada del programa ya que posee una gran sección y abarca un sin número de procesos en paralelo, diseñada en sus primeras etapas para codificar los datos almacenados en formato COMTRADE para líneas en paralelo estandarizado, siendo polivalente para las dos versiones existentes. C37.111 – 1999 y la C37.111 – 1992, automatizando todos los procesos: apertura, verificación, almacenamiento y ordenación de los archivos que contienen el (.CFG) la información de configuración y el fichero de Datos (.DAT), estos datos se tabulan a continuación en la **Tabla 4.1**.

Tabla 4.1 Información filtrada y almacenada en los ficheros COMTRADE

Nombre de la Subestación.
Año de la revisión.
Número total de canales.
Número de canales digitales
Número de canales analógicos.
Número de cada canal analógico
Nombre de cada canal analógico
Fase de cada canal analógico
Unidades utilizadas en cada canal analógico
Factores ***a*** y ***b*** de escalamiento de cada canal, etc.
La frecuencia de la línea.
El número de muestras.
Frecuencia de muestreo.
El valor de la última muestra, etc.

Al iniciar la sub – rutina retorna un cuadro de dialogo con cuatro "command button" con las opciones "NINGUNO", "CANALES ANALÓGICOS", "CANALES DIGITALES", "TODOS LOS CANALES", en la cual pide la información del tipo de señal que se espera recibir del fichero COMTRADE en específico del archivo de configuración (.CFG).

De no poseer ningún archivo y se desea finalizar la ejecución del programa presionar "NINGUNO".

Si se está utilizando canales analógicos en el fichero presionar la opción correspondiente a “CANALES ANALÓGICOS”, de igual forma al utilizar los canales digítales, el cuadro de diálogo dispone de su propia opción.

El objetivo de este cuadro de diálogo es facilitar la ejecución de los filtros que se debe emplear para cada señal.

Si el usuario no conoce el tipo de señal se recomienda la utilización de la opción “TODOS LOS CANALES”, botón mostrado en la **Figura 4.11**, misma que identificará y seleccionará el tipo de señal que se encuentra almacenada en el fichero, con la desventaja de que esta opción requiere de un proceso más elaborado incurrirá en una pérdida de tiempo muy elevada en nuestro programa.

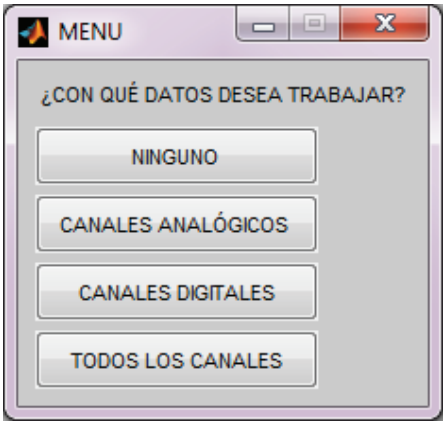


Figura 4.11 Selección del tipo de señal almacenada en los ficheros COMTRADE

Una vez que toda la información necesaria del archivo de configuración (.CFG), es identificada y filtrada, la información adicional de los canales analógicos que no se muestra en pantalla es codificada, almacenada y direccionada por el propio programa. Todo este proceso se ejecuta de acuerdo a la selección realizada por el usuario de las señales de voltaje y corriente de los dos circuitos que se ordenaran de forma automática, además que el programa abrirá y confirmara la información del archivo de datos (.DAT), anexada a la señal en estudio.

El Programa procesa la información de los dos archivos del registro, de acuerdo a la información almacenada del archivo .CFG, selección de los canales analógicos de voltaje y corriente de los dos circuitos y los datos del archivo .DAT. Además, realiza una transformada de Fourier de los valores almacenados en los registros descomponiéndolas en su componente fundamental y sus respectivas armónicas. Sin embargo, cabe indicar

que el algoritmo de localización de falla únicamente utiliza la componente fundamental para estimar la distancia de falla en cada ciclo, minimizando el tiempo de procesamiento, limitándose a calcular únicamente la componente fundamental, mostrando una nueva ventana en donde se puede visualizar cada señal de los dos circuitos, en donde es posible ampliar cada gráfico con un “command button” con la inscripción “<<VER” al costado de cada grafico para poder discriminar de una forma más sencilla el análisis de cada señal como se muestra en la **Figura 4.12** a continuación:

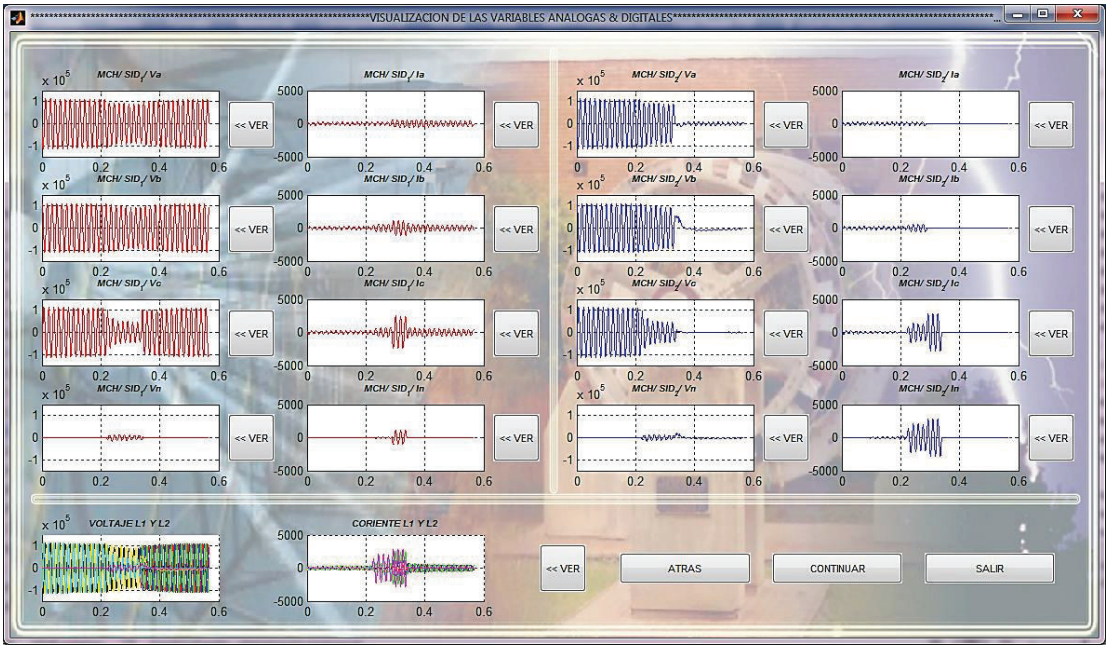


Figura 4.12 Visualización de variables.

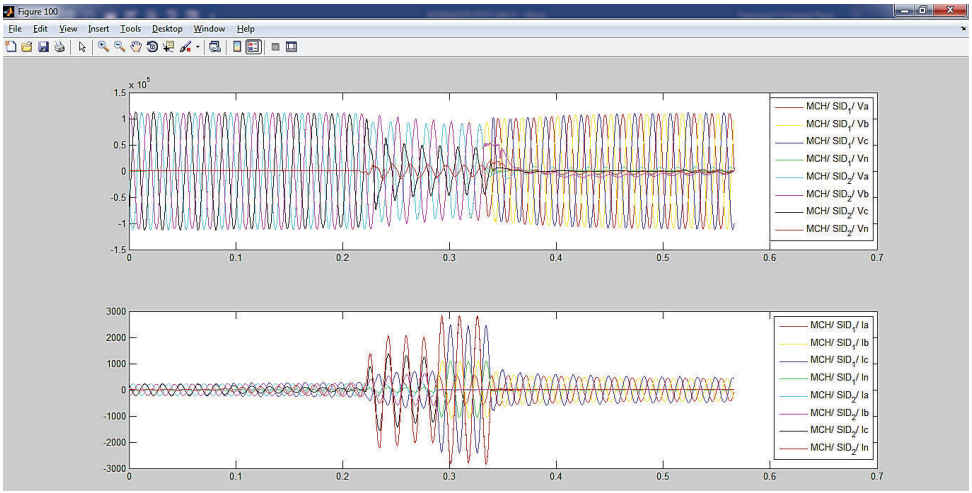


Figura 4.13 Aplicación de una de las señales.

Una vez revisadas las señales de forma visual en la misma interfaz gráfica como se indica en la Figura 4.13, se puede optar por tres opciones, que el usuario es libre de seleccionar mediante tres “command button” “ATRAS”, “CONTINUAR” Y “SALIR”, botones señalados en la Figura 4.14. La opción de atrás se utiliza para ingresar otro fichero CCOMTRADE retornado a la sub – rutina “Leer_COMTRADE.m”, la opción de “Continuar”, como su nombre lo indica permite desplazar al siguiente módulo del programa y la opción de “SALIR”, que culminara con la ejecución del programa.

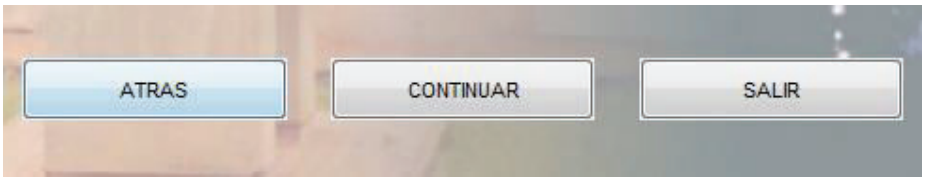


Figura 4.14 Opciones dela sub - rutina CFG_DAT.

4.1.4 CFG_DAT_SIM

Figura 4.15 Interfaz inicial del módulo CFG_DAT_SIM

“CFG_DAT_SIM.m” es una subrutina activada al elegir la opción “COMTRADE para simulación”, el interfaz se presenta en la Figura 4.15 .En el módulo anterior “Leer_COMTRADE”, esta subrutina posee una interfaz humano – máquina (HMI) manejable para el usuario y es una de la más importantes del programa ya que posee una gran sección y abarca un sin número de procesos en paralelo, diseñada en sus primeras

etapas para codificar los datos almacenados en formato COMTRADE, pero con un manejo más abierto de las señales permitiendo al usuario una mayor interacción con la interfaz, tomando en cuenta que al ser un módulo de simulación y el hecho de tener acceso libre a las señales, la efectividad del módulo depende directamente del buen manejo y conocimiento propio del usuario, además de permitir la ejecución con un número mínimo de señales, en este caso se puede omitir las señales de voltaje y corriente del neutro, este cambio ha provocado una disminución de la efectividad del módulo, ya que afecta directamente a las secciones que identifican el circuito en cual ocurre la falla y la sección encargada de identificar el tipo de falla, en su modo automático. Por lo que se observó la necesidad de incluir un panel en el cual el usuario pueda corregir y continuar evitando de esta manera un mal funcionamiento del programa principal al momento de acoplar el mismo al programa principal.

Una de las características que se mantiene es que sigue siendo polivalente para las dos versiones existentes. C37.111 – 1999 y la C37.111 – 1992, automatizando todos los procesos: apertura, verificación, almacenamiento y ordenamiento de los archivos que contienen el (.CFG) la información de configuración y el fichero de Datos (.DAT), estos datos se muestran a continuación en la **Tabla 4.2** .

Tabla 4.2 Información filtrada y almacenada en los ficheros COMTRADE

Nombre de la Subestación.
Año de la revisión.
Número total de canales.
Número de canales digitales
Número de canales analógicos.
Número de cada canal analógico
Nombre de cada canal analógico
Fase de cada canal analógico
Unidades utilizadas en cada canal analógico
Factores ***a*** y ***b*** de escalamiento de cada canal, etc.
La frecuencia de la línea.
El número de muestras.
Frecuencia de muestreo.
El valor de la última muestra, etc.

4.1.4.1 Sección de rotulación de señales

Al iniciar el módulo CFG_DAT_SIM se activa una interfaz inicial que muestra todas las señales almacenadas en el archivo (.CFG) e identificadas, todas y cada una en el archivo (.DAT) respectivamente enumeradas listas para que el usuario pueda ordenarlas de forma manual, un ejemplo se indica en la **Figura 4.16**.

Figura 4.16 Sección de rotulación de las señales existentes en los archivos (.CFG) y (.DAT)

4.1.4.2 Sección de identificación de la subestación

Conjuntamente con la sección de rotulación se activa una sección de identificación de la sub estación en un gráfico simplificado y con dos Command Button con la etiqueta de "SUBESTACIÓN A" Y "SUBESTACIÓN B" respectivamente como se muestra en la **Figura 4.17**, los cuales permitirán al usuario ubicar la fuente de las señales, recordando que la base principal del programa es la localización de las fallas utilizando únicamente las señales de un solo extremo de la línea de transmisión en paralelo.

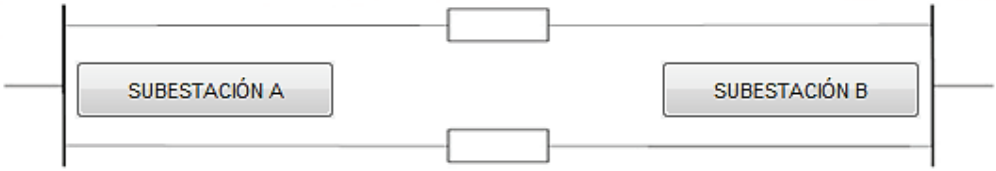


Figura 4.17 Sección de identificación de la sub estación

Cada uno de los controles activa una sección identificada con la sub estación en análisis.

4.1.4.3 Sección de identificación de las señales

Al presionar la opción de sub estación A se activa dentro del panel todas las opciones necesarias que permiten identificar las señales dentro del circuito de la sub estación A como se muestra en la **Figura 4.18**.

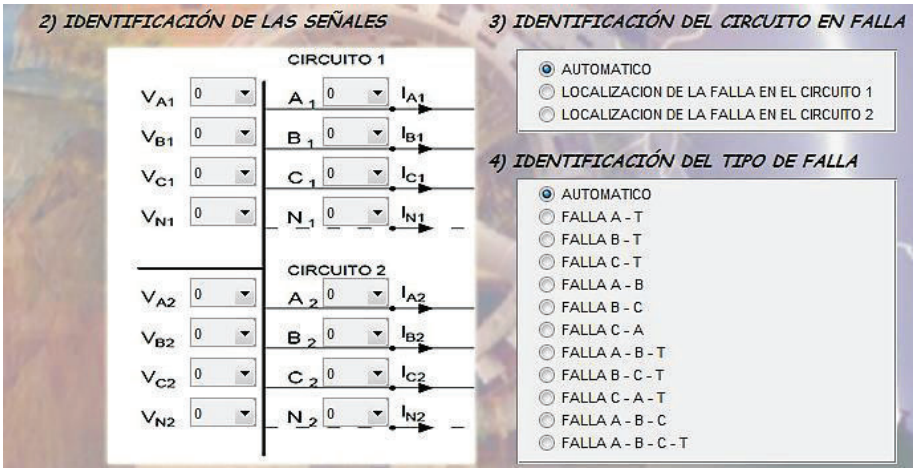


Figura 4.18 Sección de ingreso de datos de la sub estación A

Al presionar la opción de sub estación B se activa dentro del panel todas las opciones necesarias que permiten identificar las señales dentro del circuito de la sub estación B como se muestra en la Figura 4.19.

Figura 4.19 Sección de ingreso de datos de la sub estación B

Una vez que se identifica cada señal en cada uno de los circuitos graficados se puede apreciar dos paneles el primeo que permite identificar el circuito que presenta una falla y el segundo que identifica el tipo de falla

4.1.4.4 Sección de identificación del circuito en falla

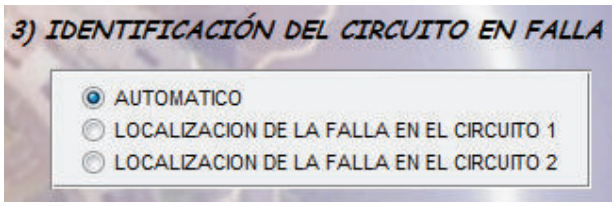


Figura 4.20 Sección de identificación del circuito en falla

Esta sección es la encargada de identificar en que circuito ocurrió la falla de forma automática, seleccionando la opción como se indica en la Figura 4.20, teniendo una excelente confiabilidad en sus resultados, pero al ser este módulo abierto al número de señales que se ingrese y dependiendo directamente del usuario al momento de identificar cada una de las señales, su confiabilidad disminuye por lo que existe las opciones de corrección “LOCALIZACIÓN DE LA FALLA EN EL CIRCUITO 1” y “LOCALIZACIÓN DE LA FALLA EN EL CIRCUITO 2” en caso de que el modulo falle, recordando pues que este es un módulo de simulación por lo que esta información es de conocimiento del usuario.

4.1.4.5 Sección de identificación del tipo de falla.

Figura 4.21 Sección de identificación del tipo de falla.

Esta sección es la encargada de la ejecución automática del algoritmo de identificación del tipo de falla teniendo una excelente confiabilidad en sus resultados, facilitando la ejecución de los distintos filtros que se debe emplear para cada tipo de falla, como se muestra en la Figura 4.21, pero al ser este módulo abierto al número de señales que se ingrese y dependiendo directamente del usuario al momento de identificar cada una de las señales, su confiabilidad disminuye por tanto existen opciones en caso de que el modulo falle, recordando pues que este es un módulo de simulación por lo que esta información es de conocimiento del usuario.

Las alternativas que esta sección ofrece al usuario en caso que el modo automático no pueda procesar las señales son:

- FALLA: A – T.
- FALLA: B – T.
- FALLA: C – T.
- FALLA: A – B.
- FALLA: B – C.
- FALLA: C – A.
- FALLA: A – B – T.
- FALLA: B – C – T.
- FALLA: C – A – T.
- FALLA: A – B – C.

- FALLA: A – B – C – T.

4.1.4.6 Sección de ejecución y respuestas preliminares.

Conjuntamente con las secciones de identificación de señales, identificación del circuito en falla e identificación del tipo de falla se activa un “command button” con las inscripciones “CALCULAR” en la parte inferior, este botón se presenta en la **Figura 4.22**.

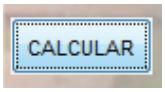


Figura 4.22 “command button” con la inscripción “CALCULAR”

Al activar la opción calcular el programa recogerá todas las variables previamente calculadas o seleccionadas en cada sección y las mostrará, reagrupando sus respuestas en respectivas variables de salida, que serán visibles para el usuario (**Figura 4.23**), para su correspondiente comprobación, de forma paralela se ejecutara el módulo correspondiente a la emulación de los relés numéricos 50A, 50B, 50C Y 50N como se puede apreciar en la **Figura 4.24** .

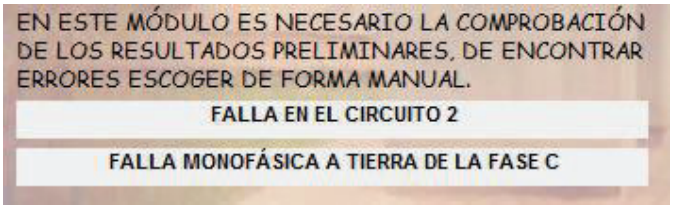


Figura 4.23 Sección de resultados

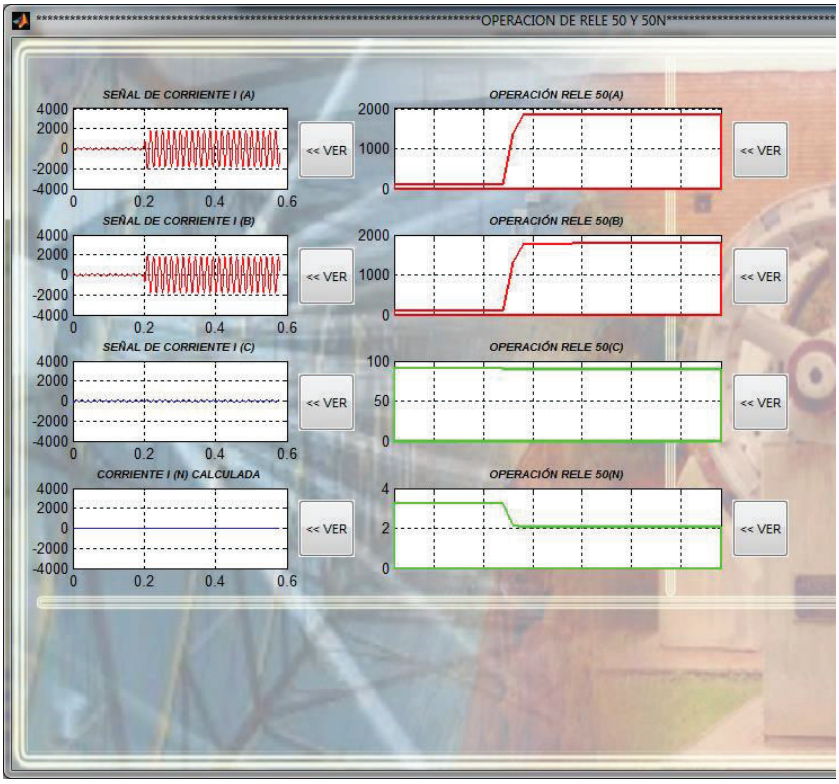


Figura 4.24 Relés numéricos 50A, 50B, 50C Y 50N

Simultáneamente con la sección de resultados se activan 3 “command button” con las inscripciones “CONTINUAR”, “GRAFICAR” y “ATRAS” los mismos que me permitirán continuar al siguiente módulo llamado “PARAMETROS_LINEA” “GRAF_SE” y “Leer_COMTRADE”, respectivamente.

4.1.5 GRAF_SE

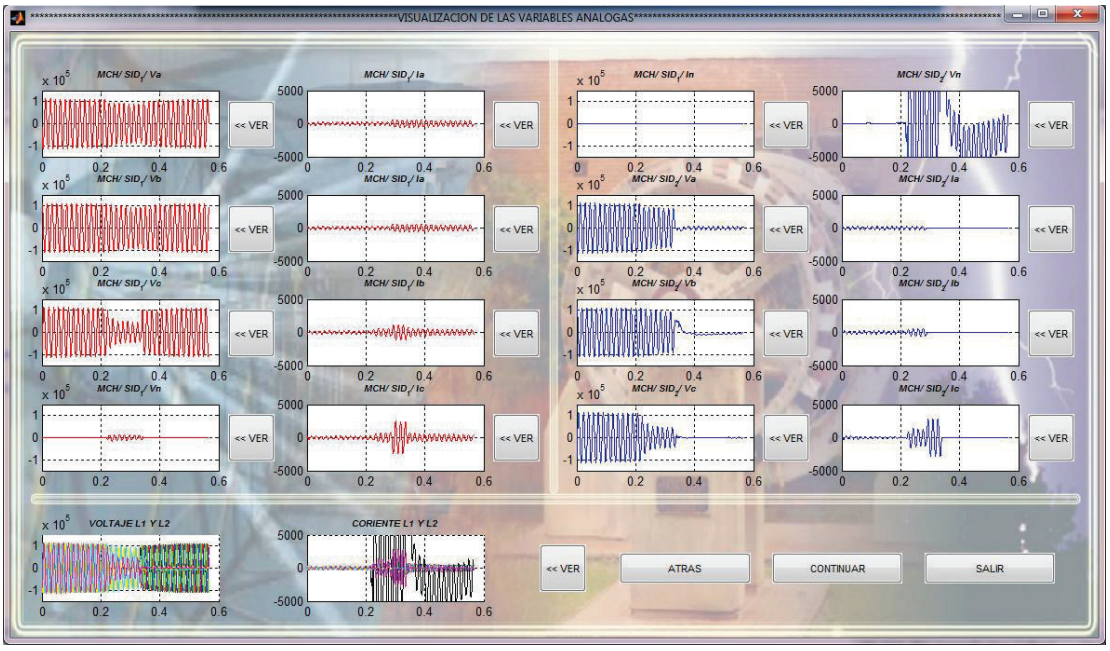


Figura 4.25 Visualización de variables del módulo de simulación

Este módulo procesa la información de los dos archivos del registro, de acuerdo a la información almacenada del archivo .CFG, selección de los canales analógicos de voltaje y corriente de los dos circuitos y los datos del archivo .DAT. Limitándose a calcular únicamente la componente fundamental, mostrando una nueva ventana en donde se puede visualizar cada señal de los dos circuitos, en el cual es posible ampliar cada gráfico con un "command button" con la inscripción "<<VER" al costado de cada gráfico y de esta forma poder discriminar de una forma más sencilla el análisis visual de cada señal como se muestra en la Figura 4.25.

4.1.6 PARAMETROS_LÍNEA

"PARAMETROS_LINEA.m" esta subrutina del programa encargada de renderizar gráficos en tres dimisiones de la localización de la falla en cuanto a línea y a la fase, y tomando en cuenta la importancia de calcular la distancia de falla es necesario ingresar los parámetros correspondientes a la línea de transmisión y realizar el respectivo cálculo de acuerdo a los algoritmos mencionados.

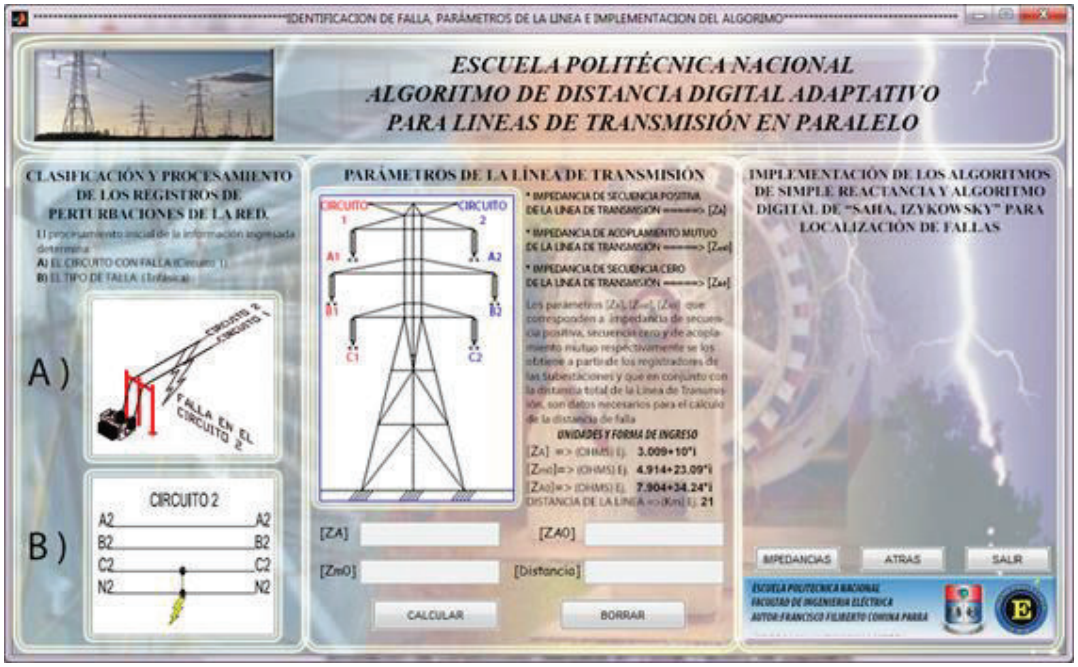


Figura 4.26 Primera interfaz humano – máquina de la sub – rutina "PARAMETROS_ LINEA.m".

Esta sub – rutina consta de 3 funciones integradas y se las puede apreciar en la interfaz mostrada en la Figura 4.26.

- Clasificación y procesamiento de los registros de perturbaciones de la red.
- Parámetros de la línea de transmisión.
- Implementación de los algoritmos respectivos.

4.1.6.1 Clasificación y procesamiento de los registros de perturbaciones de la red.

Esta función es la encargada del procesamiento inicial de los registros que gracias a los algoritmos mencionados con anterioridad se pueden identificar con claridad el circuito en el que ocurrió la falla y el tipo de falla, de forma visual y completa ya que en esta función se maneja la parte grafica de la renderización para crear los gráficos correspondientes para cada tipo de falla, un ejemplo se muestra en la **Figura 4.27**.

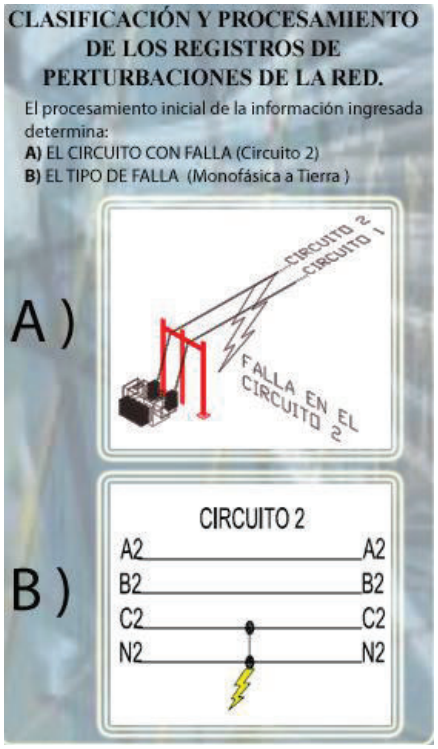


Figura 4.27 Clasificación y procesamiento de los registros de perturbaciones de la red

4.1.6.2 Parámetros de la línea de transmisión.

Esta función es la encargada de recoger los parámetros le la línea de transmisión, parámetros que para poder continuar con el cálculo son necesarios.

- Impedancia de secuencia positiva de la Línea de Transmisión.
- Impedancia de secuencia cero de la Línea de Transmisión.
- Impedancia mutua de los dos circuitos de la Línea de Transmisión.
- Longitud de la Línea de Transmisión.

Datos que deben ser ingresados en (ohms) como se muestra en el ejemplo **Figura 4.28**.

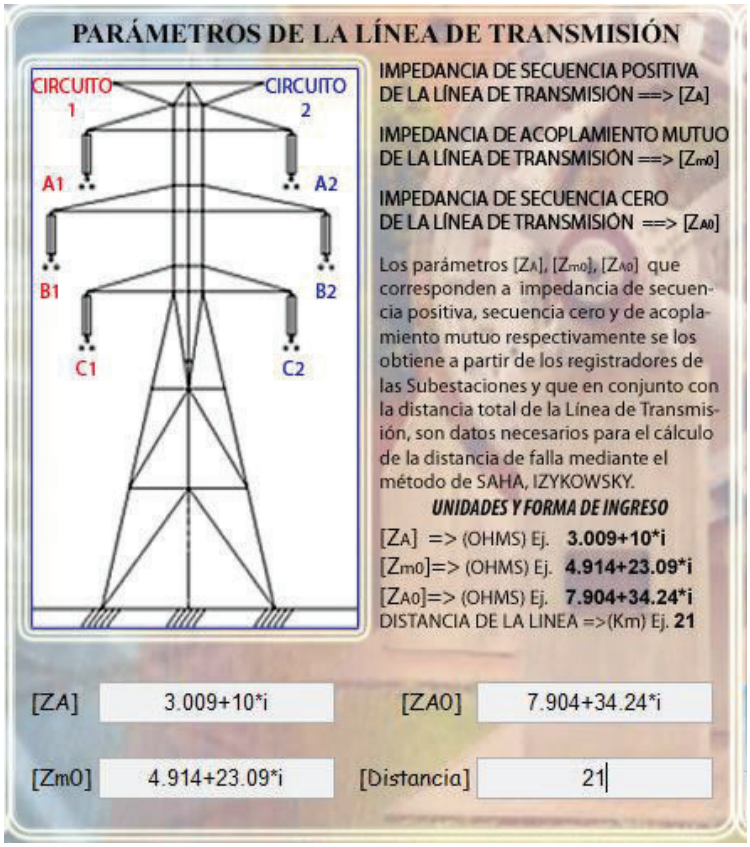


Figura 4.28 Parámetros de la línea de transmisión.

4.1.6.3 Implementación de los algoritmos de localización de falla.

Esta función es la encargada de realizar los cálculos finales de la localización de la falla para lo cual se apoya en los algoritmos desarrollados y para dar paso a los cálculos se tienen dos “command button” con las opciones “CALCULAR” y “BORRAR” (**Figura 4.29**), la opción de calcular se hará efectiva únicamente si los parámetros de la línea están ingresados presentando una nueva pantalla como se indica en la **Figura 4.30**, y la opción borrar que se utilizará únicamente para poder ingresar nuevamente los parámetros de la línea en caso de existir errores.

Figura 4.29 “Command Button” De Control “CALCULAR” Y “BORRAR”

Figura 4.30 Implementación de los algoritmos de localización de falla

Una vez realizado los cálculos se habilita cuatro "command button" con las opciones "IMPEDANCIAS", "<<<VER>>>", "ATRAS" y "SALIR".

La opción de "IMPEDANCIAS" lleva a una sub – rutina final en donde se muestra las impedancias calculadas en el respectivo ciclo o lazo de falla calculado.

La opción "<<<VER>>>" muestra la gráfica de los ciclos calculados para el trayecto de la falla vs la distancia, como el siguiente ejemplo **Figura 4.31**.

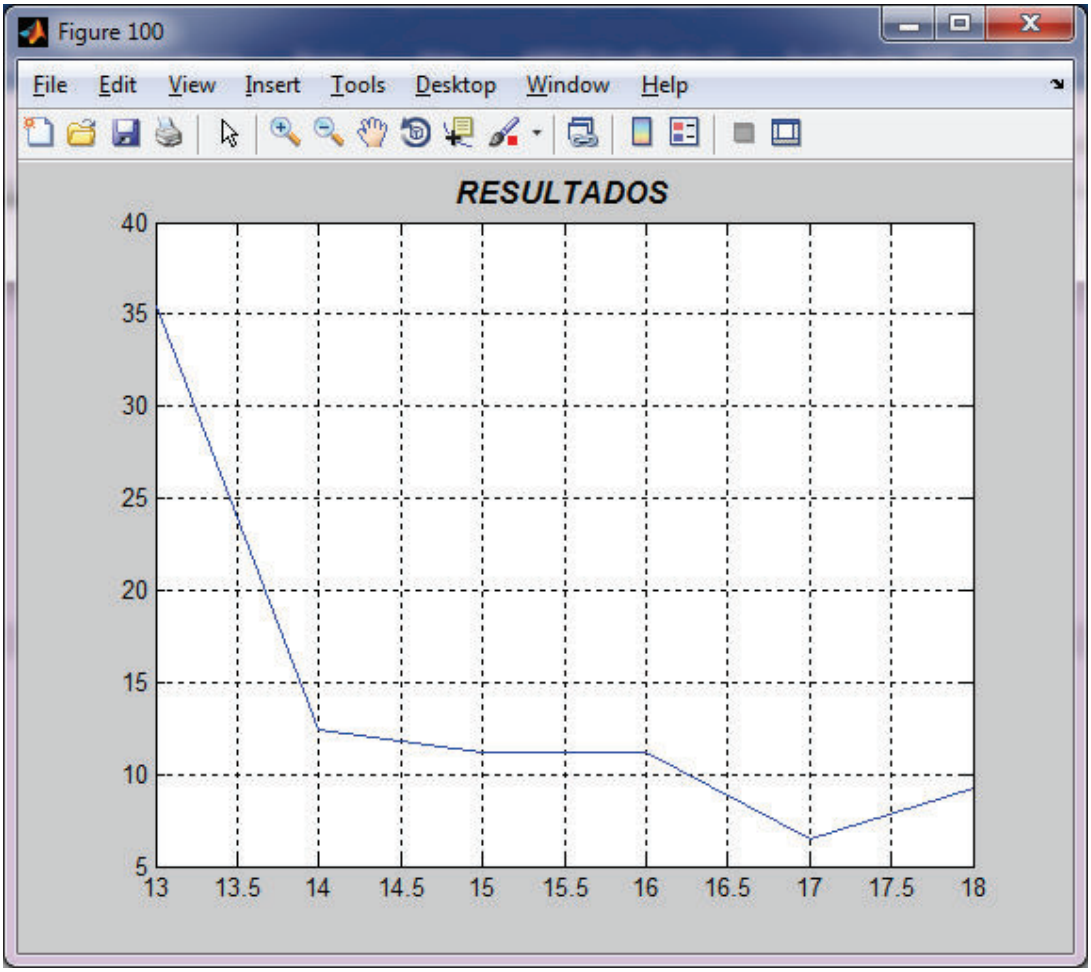


Figura 4.31 Localización de la falla

La opción atrás y salir llevan directamente a la adquisición de un nuevo fichero COMTRADE, y a culminar el programa respectivamente.

4.1.7 GRAFICOS_IMPEDANCIA

"GRAFICOS_IMPEDANCIA.m" esta subrutina del programa es la encargada de realizar los gráficos correspondientes a los lazos de impedancia tanto en los algoritmos de REACTANCIA SIMPLE como el los de SAHA E IZYKOWSKY, en específico en el punto de falla, además de graficar la trayectoria completa de la falla en un plano X VS R en todos los lazos existentes.

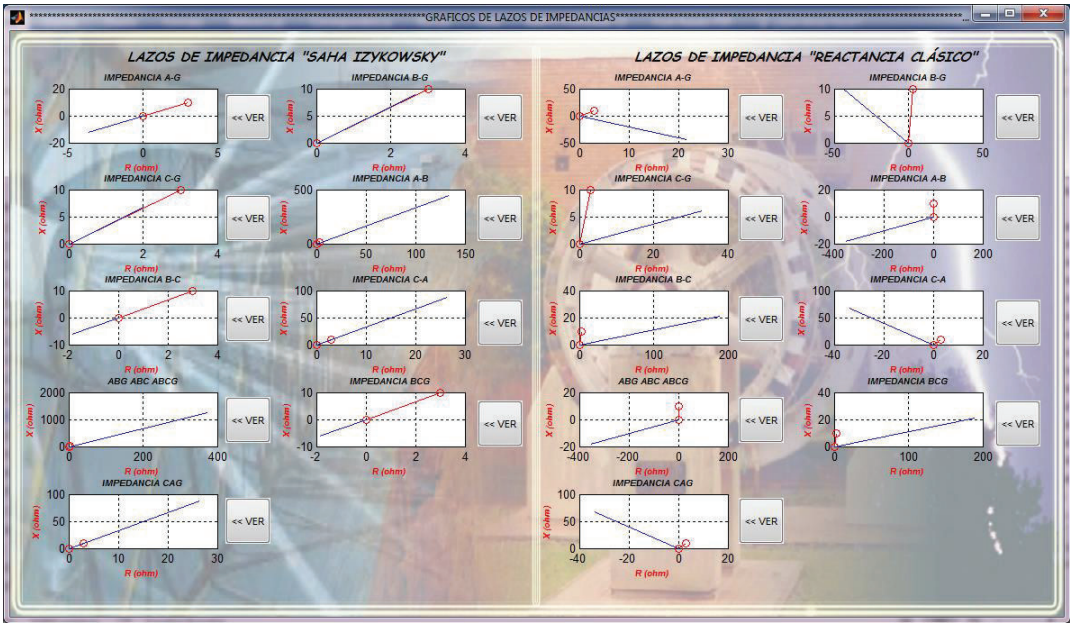


Figura 4.32 Gráficos de impedancia

En cada gráfico calculado como se muestra en la **Figura 4.32**, se puede ingresar a un detalle mucho mayor para cada caso (**Figura 4.33**).

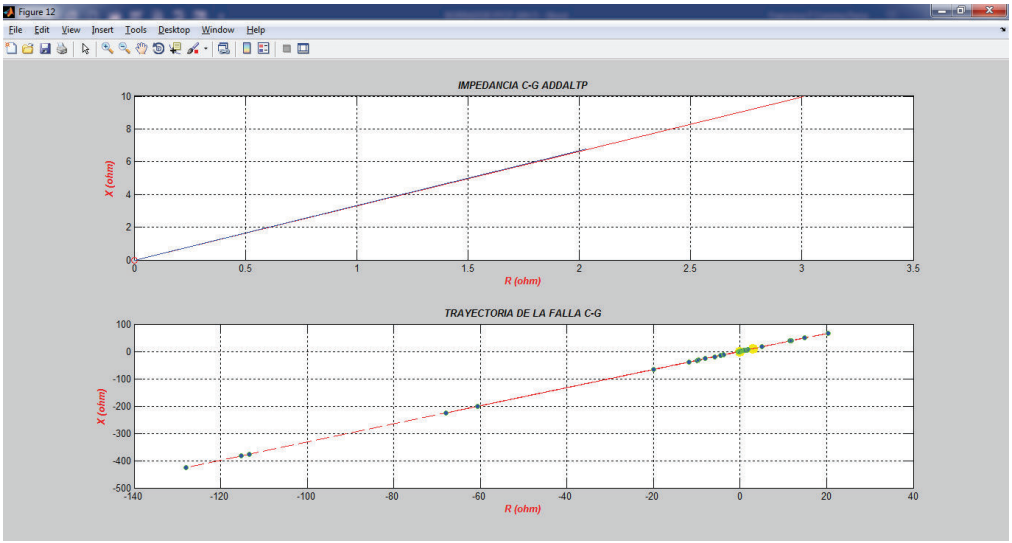


Figura 4.33 Detalle de los gráficos de impedancia

4.1.8 IDENTI

IDENTI.m es un módulo que no posee una interfaz humano – máquina (HMI) y su funcionalidad radica en filtrar la información en busca de la identificación adecuada de falla, de ser afirmativa la existencia de una falla el módulo permitirá continuar automáticamente al siguiente; "PARAMETROS_LINEA.m" conservando intactas las variables. Caso contrario el módulo retornara una pantalla de error con las opciones necesarias de poder retornar a una selección adecuada de las señales, como se muestra en la Figura 4.34.

Figura 4.34 Pantalla de error de ingreso de registro COMTRADE

4.1.9 SALIR

"SALIR.m", esta subrutina del programa es la última y se activa una vez se presione la opción "SALIR", dese cualquier fase del programa, en la cual se menciona los créditos respectivos y finaliza el programa (**Figura 4.35**).

Figura 4.35 Interfaz de salida

5 MODELACIÓN Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE PRUEBA

Para dar inicio con la modelación o construcción de un modelo que permite obtener ciertos parámetros del comportamiento del programa con fin de realizar un procedimiento de validación del programa y un chequeo de las señales involucradas, se utilizó la herramienta de simulación ATP/ EMTP (Alternative Transient Program). Esta herramienta permite una exploración de la variabilidad de las condiciones eléctricas de un Sistema Eléctrico de Potencia además de su versatilidad para el análisis de transitorios electromagnéticos ante diversas situaciones de falla, mediante los siguientes parámetros;

- Impedancias fuente en los dos extremos de la línea.
- Voltajes y corrientes en estado estacionario previo a la falla.
- Impedancias de falla datos de construcción.
- Longitud de la línea
- Localización de la falla

El modelo utilizado corresponde a la línea de transmisión Machala-San Idelfonso doble circuito a 138 kV. Que forma parte del sistema de transmisión eléctrico ecuatoriano, una línea de transmisión típica que incluye resistencias con el objetivo de representar las impedancias de falla de cada una de las fases.

El modelo utiliza dos fuentes equivalentes de generación a cada lado de la línea, cada una con su respectiva impedancia equivalente obtenida a partir de una simulación de cortocircuito realizada en PowerFactory - DIgSILENT.

El circuito base para la simulación y estudio corresponde a un doble circuito que se encuentra ilustrado en la **Figura 5.1** y **Figura 5.2** .

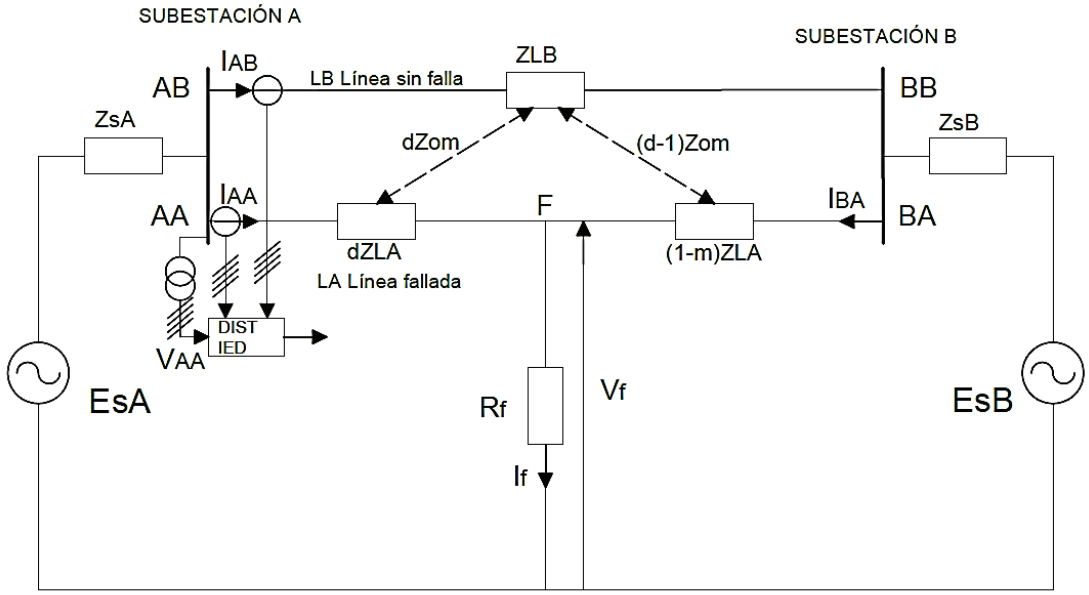


Figura 5.1 Modelo básico de simulación

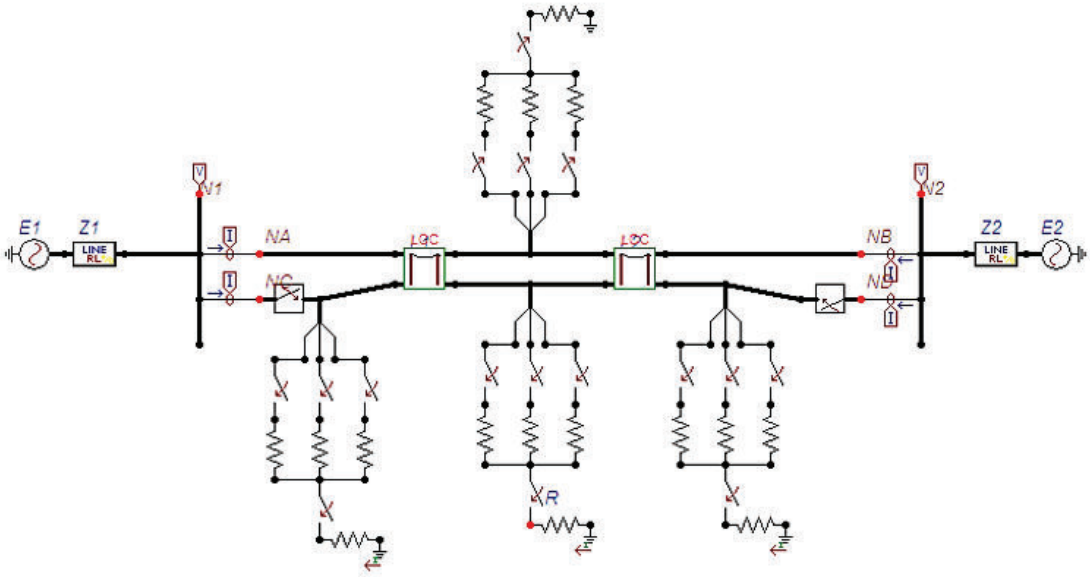


Figura 5.2 Modelo básico ATP-DRAW

5.1.1 Modelamiento de las Simulaciones

Las simulaciones realizadas en ATP-DRAW se presentan en un archivo gráfico (.PL4) que es uno de los tantos archivos que el programa de simulación posee y mediante el programa TOP (The Output Processor) se puede obtener un archivo en un formato estándar COMTRADE, con todas sus extensiones y ficheros que corresponde al formato que manejan los registradores e IEDs de las Subestaciones, en la simulación del sistema eléctrico se presenta una falla en la línea de interconexión entre los nodos N1 y N2, a diferentes tramos de la longitud de la línea. En cada tramo se ha colocado resistencias e interruptores conectados entre ellos y hacia tierra, de manera de simular distintos tipos de fallas, con distintos valores de impedancia.

5.1.1.1 Parámetros del sistema eléctrico de potencia utilizados

Con el fin de generar las muestras de entrenamiento y verificación para ser usados en el algoritmo propuesto, acorde con la variabilidad esperada de condiciones eléctricas de cualquier SEP real, se realiza una exploración exhaustiva de una diversidad de fallas simuladas en ATP. Para ello, se llevó a cabo una exploración sistemática de posibilidades, variando los parámetros que se detalla a continuación.

Generador

Se considera varios casos en nuestra simulación reflejando un valor muy parecido a la realidad para lo cual se ha considerado u generador de gran capacidad y otro de menor capacidad, los datos ingresados en el programa de las impedancias equivalentes se los describe en la **Tabla 5.1**.

Tabla 5.1 Parámetros equivalentes de los generadores

Generador equivalente	San Idelfonso	Machala	Unidad
Voltaje pico	$\frac{138}{\sqrt{3}} \times \sqrt{2} = 112.677$	$\frac{138}{\sqrt{3}} \times \sqrt{2} = 112.677$	kV
Frecuencia	60	60	Hz
Número de Fases	3	3	
Impedancia de secuencia positiva (Z_1)	2.22+22.39j	0.331+263.8j	Ω
Impedancia de secuencia cero (Z_0)	4.73+26.74	2+21.419j	Ω

Se debe tener en cuenta que, la impedancia de secuencia positiva es inversamente proporcional a la capacidad de aporte de cortocircuito que tendría el generador hacia la carga.

Líneas de transmisión

El modelo de la Línea de Transmisión corresponde a una estructura doble circuito, un hilo de guardia. Todos los parámetros correspondientes a los conductores y geometría fueron tomados de tablas de las L/T del SNT, específicamente a los correspondientes a la L/T Machala San Idelfonso 138 kV, doble circuito, (datos en por unidad). La modelación se realizó para una línea de 100 km que representa un valor medio para diferentes longitudes a considerarse. Según la referencia [17]

En el siguiente apartado se indicará los parámetros se utilizó para las correspondientes simulaciones dentro del programa ATP.

5.1.2 Parámetros de las simulaciones

En la ventana de ATP/EMPT que se muestra en la Figura 5.3, nos permite configurar los parámetros, propios de la línea como la distancia de la línea la frecuencia entre otros.

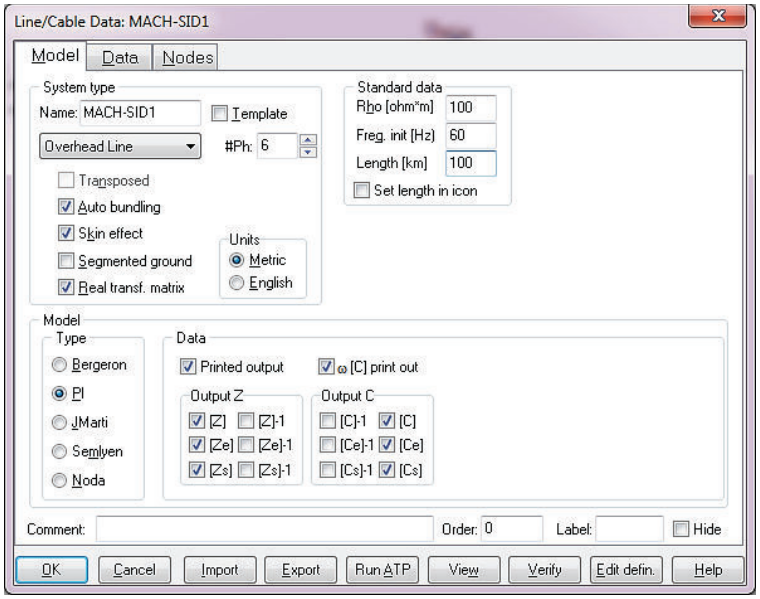


Figura 5.3 Modelo de línea de transmisión utilizado en la simulación.

En la ventana del View Model se puede establecer la geometría que posee la línea en las torres de transmisión como se puede apreciar en la **Figura 5.4**

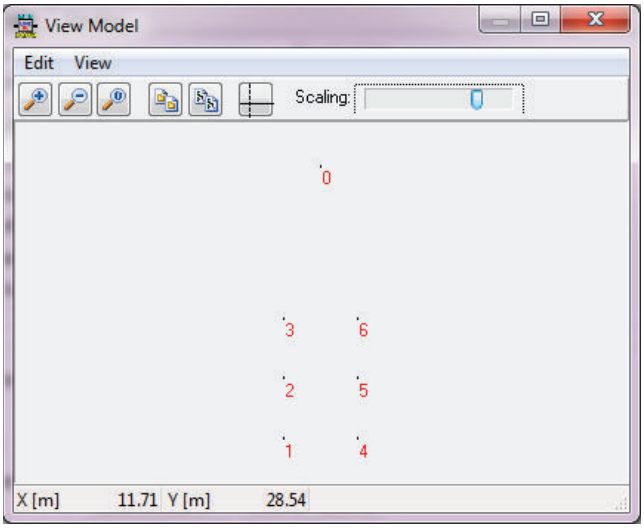
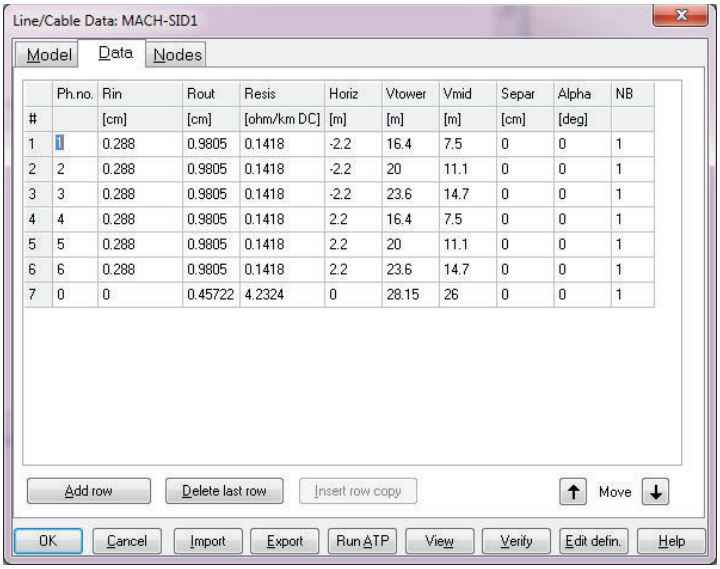


Figura 5.4 Geometría de la estructura.

En la ventana Line/Cable se colocan los parámetros del cable que se desea para realizar la simulación como se muestra en la Figura 5.5



#	Ph.no.	Rin [cm]	Rout [cm]	Resis [ohm/km DC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]	Separ [cm]	Alpha [deg]	NB
1	1	0.288	0.9805	0.1418	-2.2	16.4	7.5	0	0	1
2	2	0.288	0.9805	0.1418	-2.2	20	11.1	0	0	1
3	3	0.288	0.9805	0.1418	-2.2	23.6	14.7	0	0	1
4	4	0.288	0.9805	0.1418	2.2	16.4	7.5	0	0	1
5	5	0.288	0.9805	0.1418	2.2	20	11.1	0	0	1
6	6	0.288	0.9805	0.1418	2.2	23.6	14.7	0	0	1
7	0	0	0.45722	4.2324	0	28.15	26	0	0	1

Figura 5.5 Parámetros y geometría de los conductores correspondiente a la línea de transmisión

El programa de simulacion ATP/EMTP permite igresar todoa los parametros nesesarios para poder ar una estimacion con un margen de error acettable. Para el caso de estudio planteado se utilizó los parametros establecidos en las Tabla 5.2 y Tabla 5.3

Tabla 5.2 Parámetros generales del conductor del hilo de guardia.

Conductor de Guardia		
Parámetro	**Valor**	**Unidad**
# Subconductores	1	
Resistencia en DC	4.2324	Ω/km
Diámetro	9.14444	mm
RMG (Radio Medio Geométrico)	3.5606	

Tabla 5.3 Parámetros generales de los conductores de fase de la línea de transmisión.

CONDUCTORES DE FASE		
Parámetro	**Valor**	**Unidad**
Voltaje	138	kV
Corriente	580	A
# Subconductores	1	
Resistencia en DC	0.1373	Ω/km
Diámetro	19.6088	mm
Longitud de la línea	100	km
RMG (Radio Medio Geométrico)	7.6357	mm

Una vez ingresado los valores correspondientes a las líneas y cables de guardia para el caso planteado el ATP/EMTP nos permite calcular las impedancias propias de la línea de transmisión en la Figura 5.6 y la Figura 5.7 se puede observar el cálculo de las impedancias para una línea de 100 km y una línea de 21 km.

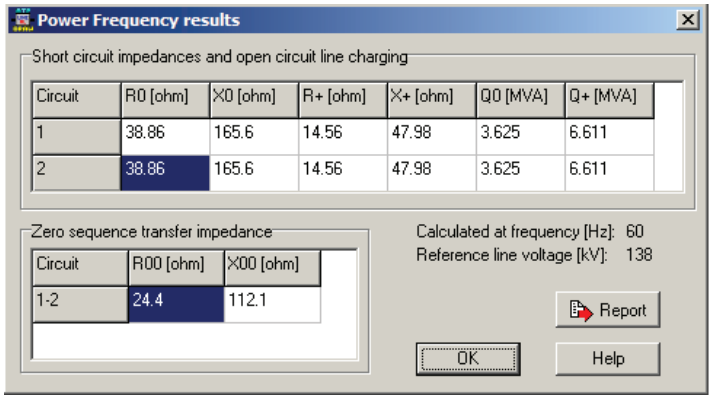


Figura 5.6 Resultados de las impedancias para una L/T de 100 km.

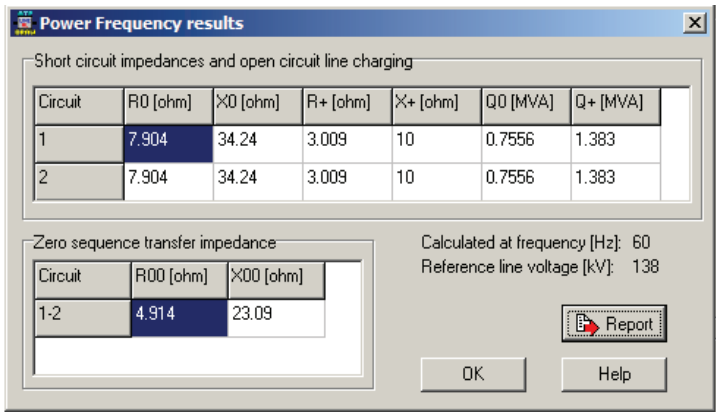


Figura 5.7 Resultados para una L/T de 21 km.

5.1.3 Simulación de Fallas

Una vez que se ha colocado todos los parámetros iniciales mostrados en la **Tabla 5.4** , se procede a realizar distintas simulaciones, con distintas condiciones de falla con la finalidad de obtener los registros necesarios para poder validar el buen funcionamiento de nuestro programa ADDALTP.

Se debe tomar en cuenta las configuraciones establecidas en ATP para las diferentes simulaciones. Parámetros establecidos por las pruebas “End to End”.

Tabla 5.4 Parámetros de la simulación en ATP.

Parámetro	Valor	Unidad
Frecuencia de muestreo	5000	Muestras/segundo

Tiempo de análisis	0.58	s
Inicio de Falla	0.2	s
Fin de la falla	0.58	s

5.1.3.1 Prototipos de Fallas

Es importante mencionar que, en un Sistema Eléctrico de Potencia, las Líneas de Transmisión son los elementos más expuestos a diferentes condiciones de falla están.

Además, el cambio en la topología de un SEP a los extremos de la L/T, produce una variación de los equivalentes de red. Todos estos factores ocasionan que en una Línea de Transmisión se presenten diferentes tipos de falla, lo cual ha llevado al uso de diferentes tecnologías y a una gran cantidad de algoritmos que pretenden minimizar el error de localización de falla.

El programa ADDALP utiliza 2 tipos de algoritmos: uno clásico, como es el algoritmo de simple reactancia y uno adaptivo y muestra gráficamente la diferencia que existe entre los dos algoritmos.

Las simulaciones planteadas en ATP se definen con la finalidad de cubrir la mayor cantidad de posibilidades de falla en un SEP, generando distintos tipos de condiciones que dan lugar un mismo número de prototipos que se debe tomar en cuenta.

Por tipo de generador

Este tipo de condiciones son necesarias para poder cubrir escenarios que corresponde a las aportaciones de cada generador a los distintos tipos de fallas.

A continuación, en la **Tabla 5.5**, se muestra los diferentes tipos de falla planteados de acuerdo al tipo de generador equivalente a los dos extremos de la línea de transmisión.

Tabla 5.5 Fallas según el tipo de generador en los extremos de la L/T.

Generador del extremo A de la L/T	Generador del extremo B de la L/T
G1 = G	**G2** =G
G1 = G	**G2** = $\frac{G}{2}$
G1 = $\frac{G}{2}$	**G2** = G
G1 = G	**G2** = 0

G = Generador equivalente obtenido a partir de un cortocircuito en la Subestación San Idelfonso.

Por el tipo de falla.

En esta condición se analizará los principales tipos de falla que se puede presentar en un Sistema Eléctrico de Potencia, y se detalla en la **Tabla 5.6**

Tabla 5.6 Simulaciones en atp según el tipo de falla.

Tipos de Falla.	
Falla 1	Una Fase a Tierra (Monofásica)
Falla 2	Dos Fases (bifásica)
Falla 3	Dos Fases a Tierra (bifásica tierra)
Falla 4	Tres Fases (Trifásica)

Por la resistencia de falla

En esta condición se analizará las fallas en una Línea de Transmisión que pueden ser francas, o también a través de una impedancia de falla.

Es de suma importancia mencionar que mientras más alto es este valor más alto es el error en la localización.

Los valores típicos de resistencia de falla fueron tomados [17]:

- De los valores coincidentes utilizados para las simulaciones de varios algoritmos propuesto,
- Valores establecidos como patrones de modelación en las pruebas “End to End” de Transelectric, y
- Valores de resistencia de falla calculados por los IED´s obtenidos de varias fallas presentadas en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano (**Tabla 5.7**):

Tabla 5.7 Simulaciones en atp según la resistencia de falla.

Resistencias de Falla.	
Monofásica	0 Ω, 10 Ω, 30Ω
Bifásica	0 Ω, 10 Ω, 20Ω

Bifásica Tierra	0 Ω, 10 Ω, 30Ω
Trifásica	0 Ω, 10 Ω, 20Ω

5.1.3.2 Casos simulados

La gran cantidad de posibilidades de fallas que pueden presentarse en un Sistema Eléctrico de Potencia, debido a su topología cambiante a los extremos de la red, la impedancia de falla, la longitud de la línea a la que puede producirse la falla, entre otros, implicaría una gran cantidad de posibilidades de falla, que se reflejarían en un gran número de simulaciones.

Para cubrir una gran cantidad de posibilidades de falla dentro del gran conjunto que se presentaría analizar los diversos escenarios, en los que varía el equivalente a los extremos de la red, se considera una falla a la mitad de la línea con el valor más alto de resistencia de falla típico, considerando que este daría el máximo error de localización, para cada tipo de falla.

Tabla 5.8 Simulaciones para determinar la adaptabilidad de los algoritmos frente a la variación de la topología del sistema a los extremos de la red

SIMULACIÓN	SITIO DE FALLA	ARCHIVO COMTRADE	ARCHIVO COMTRADE	ARCHIVO ATP	FASES FALLADAS	R_{FALLA} (Ω)	$T_{PREFALLA}$ (ms)	$T_{SIMULACIÓN}$ (ms)	Frecuencia de muestreo (muestras / s)
1	Línea SAN IDELFONSO MACHALA P 50% G1=G2=G	SID01	MCH01	SIDM01	AG	30	200	580	5000
2	Línea SAN IDELFONSO MACHALA P 50% G1=G, G2=G/2	SID02	MCH02	SIDM02	BG	30	200	580	5000
3	Línea SAN IDELFONSO MACHALA P 50% G1=G, G2=0	SID03	MCH03	SIDM03	CG	30	200	580	5000
4	Línea SAN IDELFONSO MACHALA P 50% G1=G2=G	SID04	MCH04	SIDM04	AB	20	200	580	5000
5	Línea SAN IDELFONSO MACHALA P 50% G1=G, G2=G/2	SID05	MCH05	SIDM05	BC	20	200	580	5000
6	Línea SAN IDELFONSO MACHALA P 50% G1=G, G2=0	SID06	MCH06	SIDM06	AC	20	200	580	5000
7	Línea SAN IDELFONSO MACHALA P 50% G1=G2=G	SID07	MCH07	SIDM07	ABG	30	200	580	5000
8	Línea SAN IDELFONSO MACHALA P 50% G1=G, G2=G/2	SID08	MCH08	SIDM08	BCG	30	200	580	5000
9	Línea SAN IDELFONSO MACHALA P 50% G1=G, G2=0	SID09	MCH09	SIDM09	ACG	30	200	580	5000
10	Línea SAN IDELFONSO MACHALA P 50% G1=G2=G	SID10	MCH10	SIDM10	ABC	20	200	580	5000
11	Línea SAN IDELFONSO MACHALA P 50% G1=G, G2=G/2	SID11	MCH11	SIDM11	ABC	20	200	580	5000
12	Línea SAN IDELFONSO MACHALA P 50% G1=G, G2=0	SID12	MCH12	SIDM12	ABC	20	200	580	5000

Tabla 5.9 Simulaciones para determinar la adaptabilidad de los algoritmos frente a la variación de la falla en la longitud de la línea.

SIMULACIÓN	SITIO DE FALLA	ARCHIVO COMTRADE	ARCHIVO COMTRADE	ARCHIVO ATP	FASES FALLADAS	R_{FALLA} (Ω)	$T_{PREFALLA}$ (ms)	$T_{SIMULACIÓN}$ (ms)	Frecuencia de muestreo (muestras / s)
13	Línea SAN IDELFONSO MACHALA P 1% G1=G2=G	SID13	MCH13	SIDM13	AG	5	200	580	5000
14	Línea SAN IDELFONSO MACHALA P 50% G1=G2=G	SID14	MCH14	SIDM14	BG	5	200	580	5000
15	Línea SAN IDELFONSO MACHALA P 99% G1=G2=G	SID15	MCH15	SIDM15	CG	5	200	580	5000
16	Línea SAN IDELFONSO MACHALA P 1% G1=G2=G	SID16	MCH16	SIDM16	AG	0.1	200	580	5000
17	Línea SAN IDELFONSO MACHALA P 99% G1=G2=G	SID17	MCH17	SIDM17	CG	0.1	200	580	5000
18	Línea SAN IDELFONSO MACHALA P 50% G1=G2=G	SID18	MCH18	SIDM18	AB	5	200	580	5000
19	Línea SAN IDELFONSO MACHALA P 50% G1=G2=G	SID19	MCH19	SIDM19	BCG	5	200	580	5000
20	Línea SAN IDELFONSO MACHALA P 1% G1=G2=G	SID20	MCH20	SIDM20	AG	50	200	580	5000
21	Línea SAN IDELFONSO MACHALA P 99% G1=G2=G	SID21	MCH21	SIDM21	CG	50	200	580	5000
22	Línea SAN IDELFONSO MACHALA P 1% G1=G2=G	SID22	MCH22	SIDM22	BC	5	200	580	5000
23	Línea SAN IDELFONSO MACHALA P 99% G1=G2=G	SID23	MCH23	SIDM23	AB	5	200	580	5000

Una vez definido los parámetros de las simulaciones tales como:

- Sitio de la falla
- Archivo relacionado
- Resistencia de falla
- Tiempo de pre falla
- Tiempo de simulación
- Frecuencia de muestreo

Se logró realizar satisfactoriamente la detección, clasificación y localización de fallas mediante el programa, y los resultados arrojados por los algoritmos incluidos en el programa desde la barra SID se describen en la Tabla 3.10, el módulo de detección de falla, en la Tabla 5.11, el módulo de clasificación y en la **Tabla 5.12**, los algoritmos de localización.

Tabla 5.10 Resultados de las simulaciones planteadas para verificar el algoritmo del módulo de detección frente a cambios topológicos, fallas a distintas longitudes de la línea de transmisión, valores máximos típicos de resistencia de falla, desde la barra SID

Visto desde SID		
Simulaciones	**Distancia de falla real**	**MODULO DE DETECCIÓN**
N°	(km)	EXISTE FALLA
1	50	EXISTE FALLA
2	50	EXISTE FALLA
3	50	EXISTE FALLA
4	50	EXISTE FALLA
5	50	EXISTE FALLA
6	50	EXISTE FALLA
7	50	EXISTE FALLA
8	50	EXISTE FALLA
9	50	EXISTE FALLA
10	50	EXISTE FALLA
11	50	EXISTE FALLA
12	50	EXISTE FALLA
13	1	EXISTE FALLA
14	50	EXISTE FALLA

15	99	EXISTE FALLA
16	1	EXISTE FALLA
17	99	EXISTE FALLA
18	50	EXISTE FALLA
19	50	EXISTE FALLA
20	1	EXISTE FALLA
21	99	EXISTE FALLA
22	1	EXISTE FALLA
23	99	EXISTE FALLA

Tabla 5.11 Resultados de las simulaciones planteadas para verificar el algoritmo del módulo de clasificación frente a cambios topológicos, fallas a distintas longitudes de la línea de transmisión, valores máximos típicos de resistencia de falla, desde la barra SID

Visto desde SID		
Simulaciones	**Distancia de falla real**	**MODULO DE CLASIFICACIÓN**
N°	**(km)**	**TIPO DE FALLA**
1	50	AG
2	50	BG
3	50	CG
4	50	AB
5	50	BC
6	50	AC
7	50	ABG
8	50	BCG
9	50	ACG
10	50	ABC
11	50	ABC
12	50	ABC
13	1	AG
14	50	BG
15	99	CG
16	1	AG
17	99	CG
18	50	AB
19	50	BCG
20	1	AG
21	99	CG

22	1	BC
23	99	AB

Tabla 5.12 Resultados de las simulaciones planteadas para determinar la adaptabilidad de los algoritmos de localización frente a cambios topológicos, fallas a distintas longitudes de la L/T, valores máximos típicos de resistencia de falla. Distancia medida desde la barra SID

Visto desde SID							
Simulaciones	**Distancia de falla real**	**Distancia de falla calculada ADAPTATIVO**	**Error**		**Distancia de falla calculada SIMPLE REACTANCIA**	**Error**	
N°	**(km)**	**(km)**	**(km)**	**(%)**	**(km)**	**(km)**	**(%)**
1	50	49,83	0,17	0,17	90,18	-40,18	-40,18
2	50	49,83	0,17	0,17	88,14	-38,14	-38,14
3	50	49,83	0,17	0,17	80,07	-30,07	-30,07
4	50	48,39	1,61	1,61	70,08	-20,08	-20,08
5	50	48,34	1,66	1,66	66,44	-16,44	-16,44
6	50	56,25	-6,25	-6,25	66,06	-16,06	-16,06
7	50	48,79	1,21	1,21	48,82	1,18	1,18
8	50	48,45	1,55	1,55	48,55	1,45	1,45
9	50	55,11	-5,11	-5,11	54,73	-4,73	-4,73
10	50	48,14	1,86	1,86	72,12	-22,12	-22,12
11	50	48,37	1,63	1,63	68,73	-18,73	-18,73
12	50	48,72	1,28	1,28	63,29	-13,29	-13,29
13	1	0,98	0,02	0,02	6,52	-5,52	-5,52
14	50	49,74	0,26	0,26	53,33	-3,33	-3,33
15	99	100,64	-1,64	-1,64	146,03	-47,03	-47,03
16	1	0,94	0,06	0,06	0,96	0,04	0,04
17	99	100,29	-1,29	-1,29	127,14	-28,14	-28,14
18	50	48,46	1,54	1,54	52,09	-2,09	-2,09
19	50	48,29	1,71	1,71	52,03	-2,03	-2,03
20	1	0,99	0,01	0,01	61,14	-60,14	-60,14
21	99	99,54	-0,54	-0,54	459,75	-360,75	-360,75
22	1	0,95	0,05	0,05	6,32	-5,32	-5,32
23	99	99,85	-0,85	-0,85	110,15	-11,15	-11,15

Adicionalmente se muestra el comportamiento de los lazos de impedancias que percibe un IED para cada tipo de falla de forma gráfica y su comportamiento en el plano XR

Como se ha mencionado en el estudio de los algoritmos utilizados dentro del programa son necesarias las señales existentes de un solo extremo de la línea y para poder verificar la adaptabilidad se procesó los mismos escenarios, pero desde la sub estación contraria se pudo obtener los siguientes resultados (Tabla **5.13**).

T**abla 5.13** Resultados de las simulaciones planteadas para determinar la adaptabilidad de los algoritmos de localización frente a cambios topológicos, fallas a distintas longitudes de la l/t, valores máximos típicos de resistencia de falla. Distancia medida desde la barra MCH.

Visto desde MCH							
Simulaciones	**Distancia de falla real**	**Distancia de falla calculada SAHA IZYKOWSKY**	**Error**		**Distancia de falla calculada SIMPLE REACTANCIA**	**Error**	
N°	**(km)**	**(km)**	**(km)**	**(%)**	**(km)**	**(km)**	**(%)**
1	50	49,13	0,87	0,87	93,87	-43,87	-43,87
2	50	49,74	0,26	0,26	97,58	-47,58	-47,58
3	50	48.80	48.80	1.2	85.70	85.70	-35.70
4	50	47,95	2,05	2,05	71,92	-21,92	-21,92
5	50	48,35	1,65	1,65	78,20	-28,20	-28,20
6	50	35,87	14,13	14,13	91,37	-41,37	-41,37
7	50	48,44	1,56	1,56	48,51	1,49	1,49
8	50	48,39	1,61	1,61	48,58	1,42	1,42
9	50	47,81	2,19	2,19	74,32	-24,32	-24,32
10	50	53,37	-3,37	-3,37	89,22	-39,22	-39,22
11	50	47,45	2,55	2,55	79,69	-29,69	-29,69
12	50	45,22	4,78	4,78	115,94	-65,94	-65,94
13	99	100,21	-1,21	-1,21	148,82	-49,82	-49,82
14	50	49,74	0,26	0,26	53,78	-3,78	-3,78
15	1	0,98	0,02	0,02	6,56	-5,56	-5,56
16	99	100,80	-1,80	-1,80	128,37	-29,37	-29,37
17	1	0,98	0,02	0,02	0,99	0,01	0,01
18	50	48,06	1,94	1,94	52,15	-2,15	-2,15
19	50	48,58	1,42	1,42	52,80	-2,80	-2,80
20	99	98,91	0,09	0,09	504,53	-405,53	-405,53
21	1	0,98	0,02	0,02	66,28	-65,28	-65,28
22	99	100,25	-1,25	-1,25	112,29	-13,29	-13,29

23	1	0,95	0,05	0,05	6,37	-5,37	-5,37

De todas las simulaciones planteadas en la **Tabla 5.12** y la Tabla **5.13** que presenta el máximo error de localización es la falla bifásica con resistencia de 20Ω, considerando generación en un solo extremo de la línea, de la simulación 6, la cual presenta un error de localización de 6.25%. y 14 %, este comportamiento es normal para los algoritmos de localización presentar errores al momento identificar la localización si esta falla es mediante una impedancia elevada ya que los valores de las corrientes dependen directamente del comportamiento de la impedancia de falla y la pérdida o aislamiento dependiendo del tipo.

El siguiente grupo de simulaciones se los realizó con el objetivo de cubrir un amplio espectro en cuanto al tipo de fallas y la adaptabilidad frente a la variación de la longitud de la línea, verificando el máximo error que puede presentar una configuración.

Tabla 5.14 Simulaciones para determinar la adaptabilidad del algoritmo de localizacion frente a la variación en la longitud de la línea, para la simulación que presento el máximo error de localización.

SIMULACIÓN	SITIO DE FALLA	ARCHIVO COMTRADE	ARCHIVO COMTRADE	ARCHIVO ATP	FASES FALLADAS	R_{FALLA} (Ω)	$T_{PREFALLA}$ (ms)	$T_{SIMULACIÓN}$ (ms)	Frecuencia de muestreo (muestras / s)
24	Línea SAN IDELFONSO MACHALA P 1% G1=G, G2=0	SID24	MCH24	SIDM24	AC	20	200	580	5000
25	Línea SAN IDELFONSO MACHALA P 5% G1=G, G2=0	SID25	MCH25	SIDM25	AC	20	200	580	5000
26	Línea SAN IDELFONSO MACHALA P 10% G1=G, G2=0	SID26	MCH26	SIDM26	AC	20	200	580	5000
27	Línea SAN IDELFONSO MACHALA P 40% G1=G, G2=0	SID27	MCH27	SIDM27	AC	20	200	580	5000
28	Línea SAN IDELFONSO MACHALA P 50% G1=G, G2=0	SID28	MCH28	SIDM28	AC	20	200	580	5000
29	Línea SAN IDELFONSO MACHALA P 60% G1=G, G2=0	SID29	MCH29	SIDM29	AC	20	200	580	5000
30	Línea SAN IDELFONSO MACHALA P 90% G1=G, G2=0	SID30	MCH30	SIDM30	AC	20	200	580	5000
31	Línea SAN IDELFONSO MACHALA P 95% G1=G, G2=0	SID31	MCH31	SIDM31	AC	20	200	580	5000
32	Línea SAN IDELFONSO MACHALA P 99% G1=G, G2=0	SID32	MCH32	SIDM32	AC	20	200	580	5000

Tabla 5.15 Resultados de las simulaciones planteadas para determinar la adaptabilidad del algoritmo frente a fallas a distintas longitudes de la L/T

Visto desde SID							
Simulaciones	**Distancia de falla real**	**Distancia de falla calculada SAHA IZYKOWSKY**	**Error**		**Distancia de falla calculada SIMPLE REACTANCIA**	**Error**	
N°	**(km)**	**(km)**	**(km)**	**(%)**	**(km)**	**(km)**	**(%)**
24	1	1,06	-0,06	-0,06	19,88	-18,88	-18,88
25	5	5,38	-0,38	-0,38	21,98	-16,98	-16,98
26	10	10,71	-0,71	-0,71	25,45	-15,45	-15,45
27	40	43,97	-3,97	-3,97	54,81	-14,81	-14,81
28	50	55,37	-5,37	-5,37	66,06	-16,06	-16,06
29	60	66,99	-6,99	-6,99	77,81	-17,81	-17,81
30	90	104,30	-14,30	-14,30	116,84	-26,84	-26,84
31	95	110,92	-15,92	-15,92	124,00	-29,00	-29,00
32	99	116,64	-17,64	-17,64	130,13	-31,13	-31,13
Visto desde MCH							
Simulaciones	**Distancia de falla real**	**Distancia de falla calculada SAHA IZYKOWSKY**	**Error**		**Distancia de falla calculada SIMPLE REACTANCIA**	**Error**	
N°	**(km)**	**(km)**	**(km)**	**(%)**	**(km)**	**(km)**	**(%)**
24	99		99,00	99,00		99,00	99,00
25	95		95,00	95,00		95,00	95,00
26	90		90,00	90,00		90,00	90,00
27	60	55,92	4,08	4,08	148,07	-88,07	-88,07
28	50	35,87	14,13	14,13	91,37	-41,37	-41,37
29	40	37,80	2,20	2,20	76,97	-36,97	-36,97
30	10	9,54	0,46	0,46	50,88	-40,88	-40,88
31	5	4,77	0,23	0,23	46,07	-41,07	-41,07
32	1	0,95	0,05	0,05	36,60	-35,60	-35,60

5.1.4 Resultados

En este estudio se realizaron modelaciones para una línea de 100 km en la herramienta computacional ATP tomando como referencia los datos de la línea de transmisión Machala

– San Idelfonso, para los diferentes tipos de falla, posteriormente se procesa los resultados en el programa, sometiéndolo a una validación del mismo, procesando los ficheros de una forma simultánea permitiendo analizar los algoritmos de los módulos de detección, clasificación y los dos tipos de algoritmos de localización de falla que se empleó, esta información fue recopilada y almacenada en la Tabla 5.10, Tabla 5.11, Tabla 5.12,Tabla 5.13 y Tabla 5.15.

Con el fin de determinar la veracidad del programa se planteó simulaciones con variantes progresivas en cuanto a topología del sistema a los extremos de la red, longitud a la que se localizaría la falla en la L/T, valor máximo de resistencia de falla típico en cada caso.

Las simulaciones realizadas en ATP mediante el modelo descrito en 6.1.1 permiten simular varios escenarios de fallas, minimizando el error de localización al considerar en el proceso de cálculo varios parámetros que los algoritmos clásicos no lo hacen.

Luego de determinar si detecta un escenario de falla, consecuente mente si clasifica cada tipo de falla y el máximo error de localización de las diferentes simulaciones descritas en la Tabla 5.12, Tabla 5.13 y Tabla 5.15.

Con los algoritmos incluidos en la herramienta computacional se puede apreciar la adaptabilidad de este algoritmo frente a condiciones de falla como son aperturas de una de las líneas, cambio en la topología de la red, longitud de la línea a la que se localiza la falla, cortocircuitos con resistencia de falla, etc. Los resultados presentados en el módulo adaptivo presentan errores menores al 5% para la mayoría de los casos, mientras que para el módulo de reactancia simple presenta errores de localización superiores al 50% en varios casos dados por diferentes factores como son: longitud de la línea, cambios en la topología del sistema a los extremos de la red, resistencia de falla.

5.1.5 Lazos de Impedancia Característicos Vistos por los IEDS.

Es importante mencionar que para determinar la localización de la falla utiliza el valor completo de los lazos de impedancia característicos para cada tipo de falla.

Estos lazos vistos por un IED de distancia tienen zonas de funcionamiento normal que por lo general son bastante alejados de la línea ya que representa la impedancia existente en el aislamiento entre línea y línea, y entre las líneas y tierra, además se debe tener en cuenta

que los mismos se clasifican por zonas y no como valores constantes, ya que dependen directamente de las condiciones físicas y de funcionamiento de la línea ya sea en valores de corriente, voltaje, o las variables introducidas por la carga.

A continuación, en la Figura 5.8 se puede identificar las zonas de trabajo o de estado estables del sistema

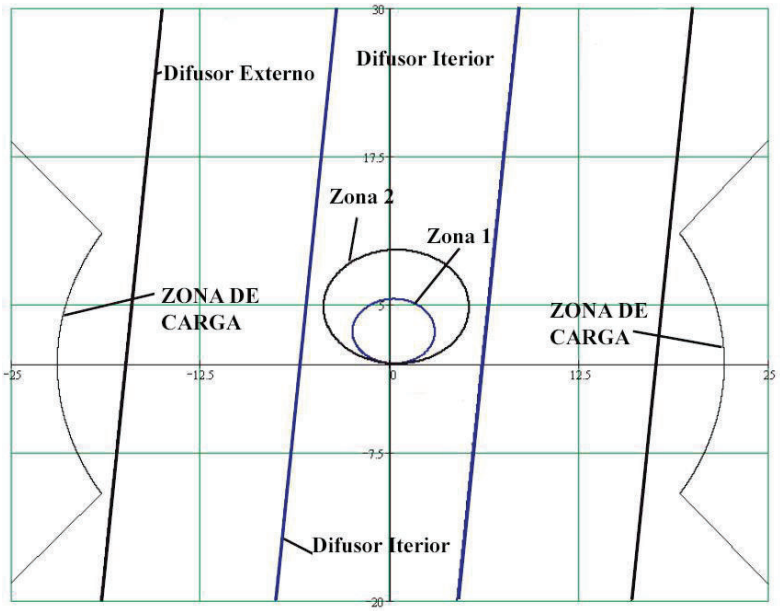


Figura 5.8 Características de los elementos de distancia y potencia. [19]

Se puede apreciar la distancia que tiene la zona de carga u operación normal de cada uno de los lazos de impedancia vistos por un IED de protección recalcando que es el equivalente del medio aislante que por lo general es aire al tratarse de líneas aéreas de transmisión al momento que ocurre una falla todos los lazos de impedancia sufren variaciones por los niveles de corriente y voltaje producidos los valores de dichos lazos cambian de forma aleatoria pero con tendencia a ingresar a las zonas de operación de los IEDs de protección.

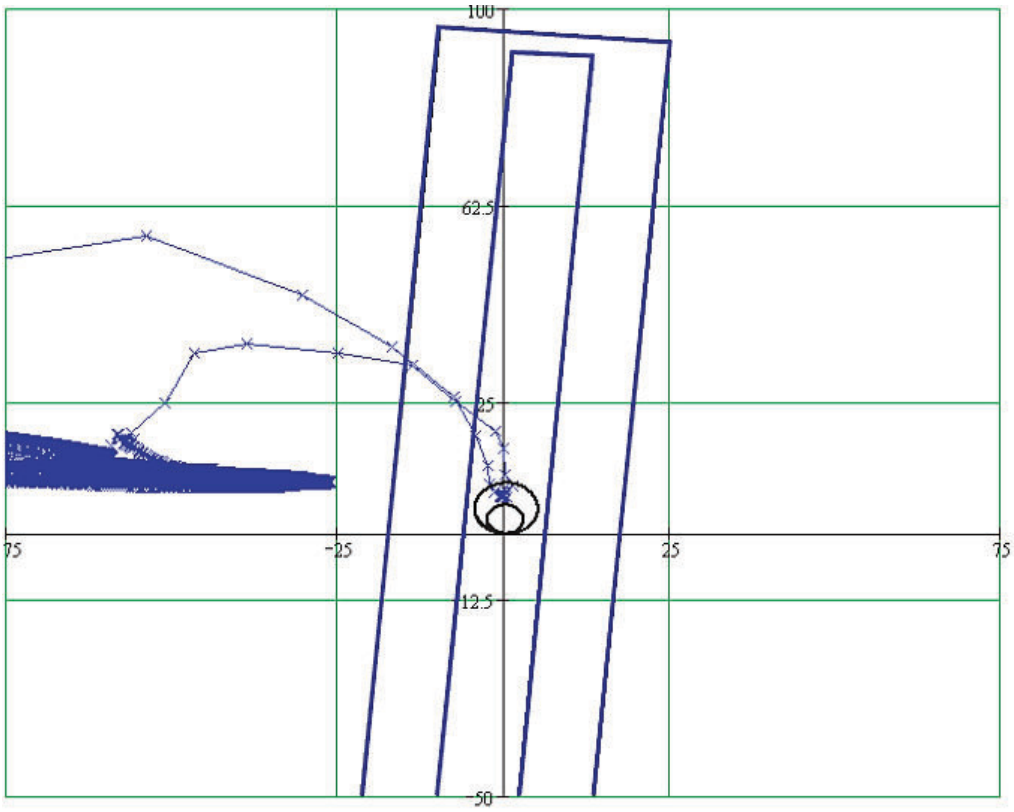


Figura 5.9 Comportamiento de un lazo de impedancia al momento de una falla. [19]

En la Figura 5.9 se puede apreciar la oscilación existente antes de ingresar a las zonas críticas de operación de los IEDs de protección.

En general realizando un acercamiento a la zona de operación se puede entender el concepto de lazo de impedancia equivalente que en si no representa una impedancia fija en el circuito, si no la impedancia que se refleja en los IEDs de distancia.

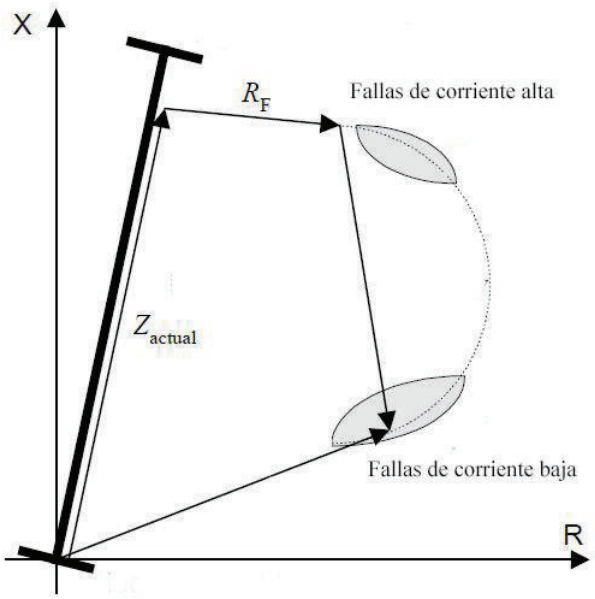


Figura 5.10 Variación de la impedancia debido al valor de corriente reflejado

En la Figura 5.10 se puede apreciar que el peor de los escenarios se da para las fallas de baja corriente ya que se puede producir fatiga en lo elementos del sistema de Transmisión.

5.1.6 Ejemplo de cálculo

El ejemplo planteado para esta simulación es una reconstrucción del evento ocurrido en la línea de transmisión doble circuito Machala - San Idelfonso 138 kV.

En este evento se produjo una falla de la fase C a tierra en uno de los circuitos, dando como resultado la apertura de los disyuntores del circuito fallado en el siguiente orden:

- Apertura del interruptor en la Sub-Estación de San Idelfonso tres ciclos después de que la falla se produjo.
- Apertura del interruptor en la Sub-Estación Machala, después de tres ciclos de la apertura en la Sub-Estación San Idelfonso, aislando por completo la falla.

Los datos de los equivalentes ingresados para la modelación se los obtuvo a partir de una simulación de cortocircuito realizada en PowerFactory de DIgSILENT. La modelación de la L/T Machala - San Idelfonso corresponde a una línea de 138kV, doble circuito, un solo hilo

de guardia, con una longitud de 21km. Además, el modelo incluye carga en la barra de Machala que representa la carga de la Regional EMELORO. [17]

5.1.6.1 Modelación en ATP

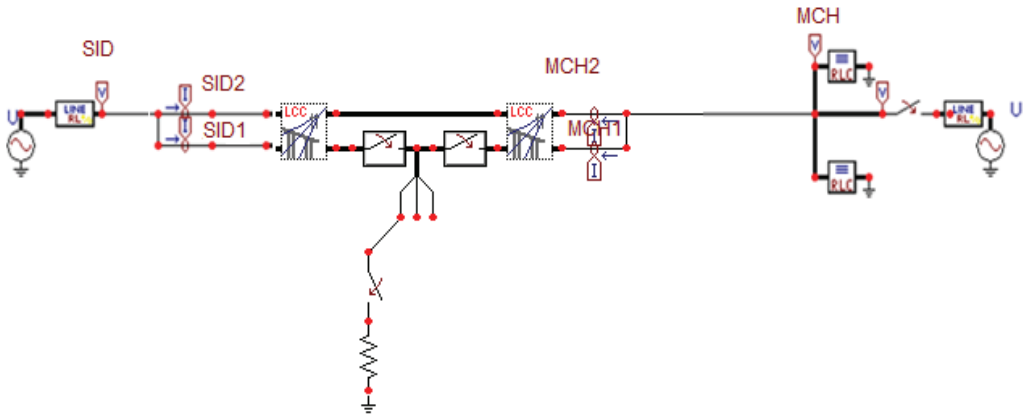


Figura 5.11 Modelado del circuito en ATP DRAW

El modelado representado en la Figura 5.11 corresponde a una representación de la Línea de Transmisión Machala San Idelfonso, con las siguientes consideraciones:

- Voltaje de la línea 138 kV.
- Dos generadores equivalentes a cada extremo de la línea.
- Longitud de la Línea de Transmisión igual a 21 km.
- La falla modelada en ATP, se ubica a 10.5 km del extremo.

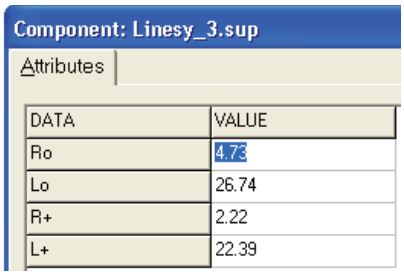


Figura 5.12 Datos del generador 1 ingresados en ATP para la falla

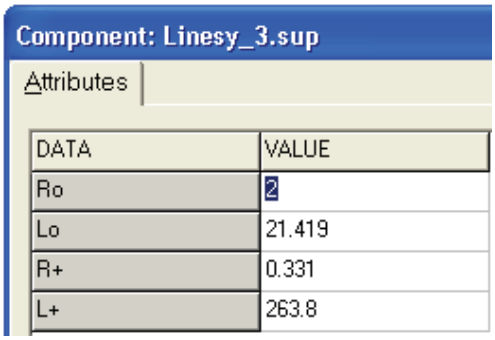


Figura 5.13 Datos del generador 2 ingresados en ATP para la falla

Figura 5.14 Datos de la resistencia de falla ingresados en ATP para la falla

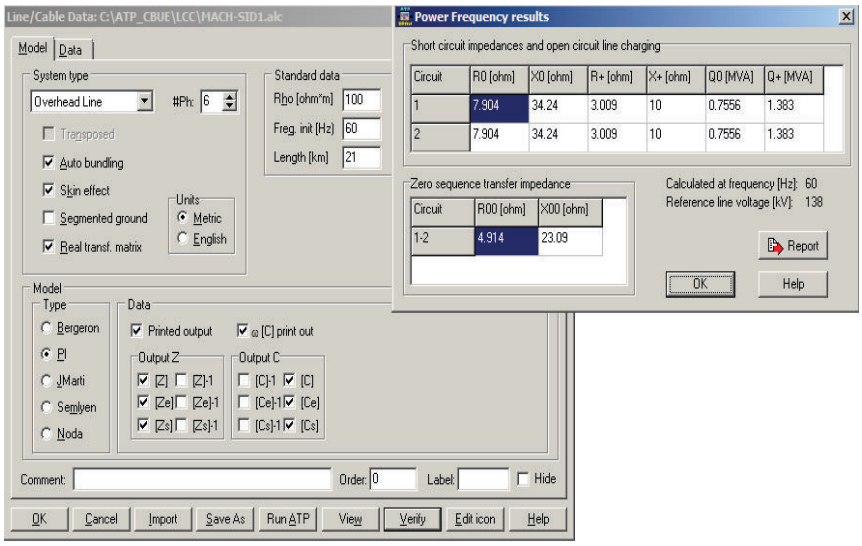


Figura 5.15 Datos de la línea ingresados en ATP

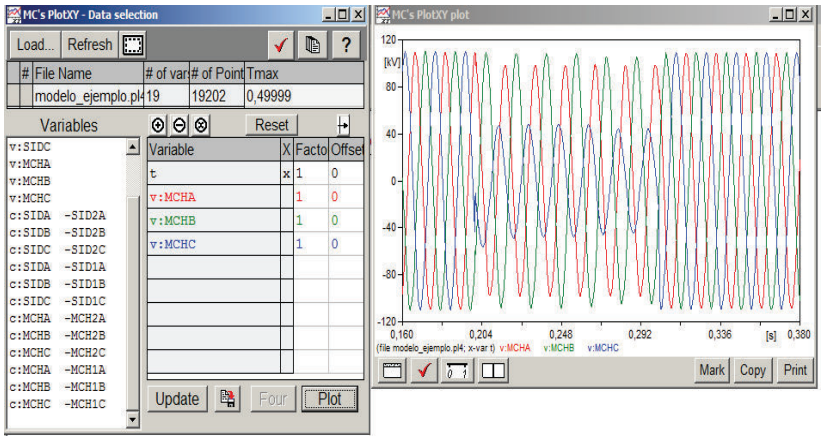


Figura 5.16 Voltajes en la barra de Machala obtenidos a partir de la simulación en ATP

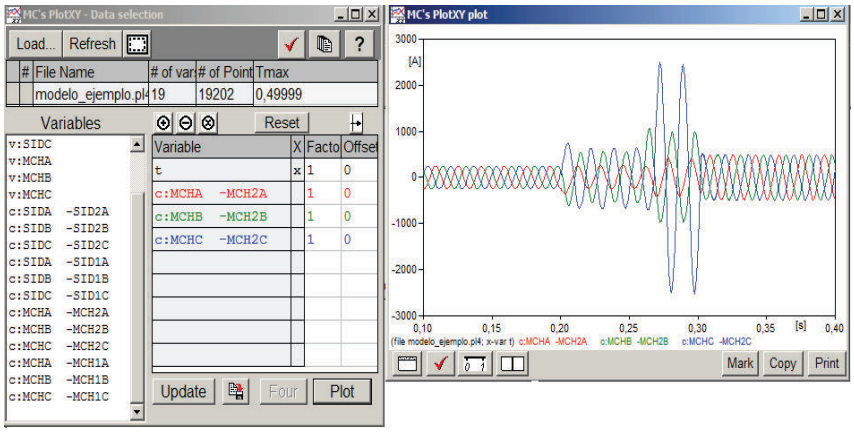


Figura 5.17 Corrientes del circuito sin falla visto desde Machala

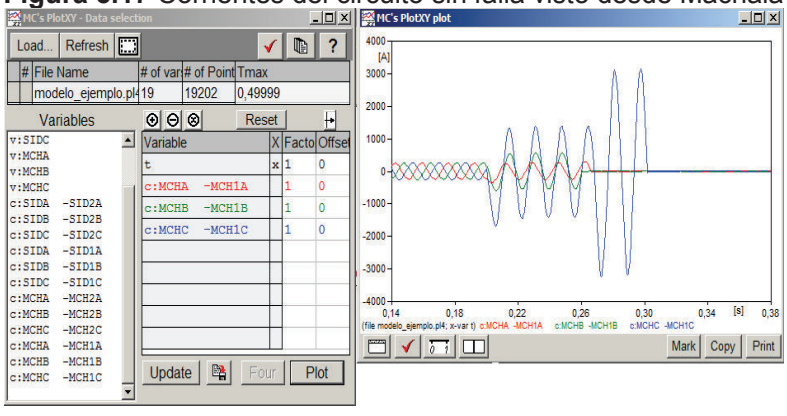


Figura 5.18 Corrientes del circuito fallado visto desde Machala.

5.1.6.2 Estandarización mediante “the output processor” TOP

Una vez almacenada la simulación del circuito en ATP en formato grafico (.PL4), el programa TOP se procederá a cambiar el tipo de archivo a un estándar COMTRADE.

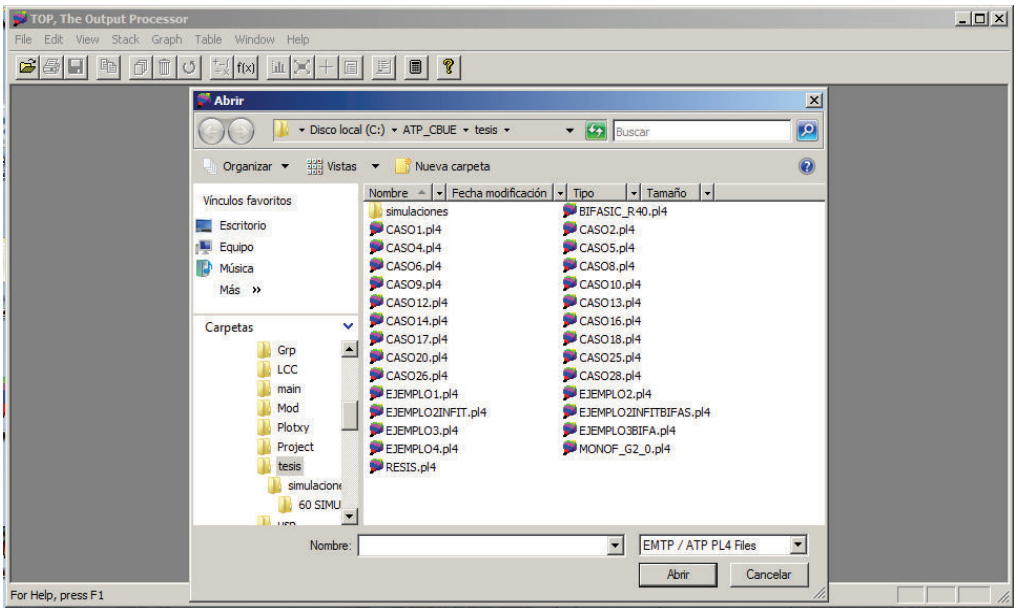


Figura 5.19 Simulaciones en atp leídas por TOP

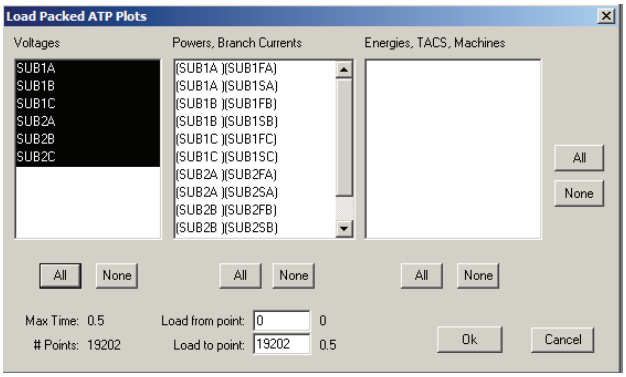


Figura 5.20 Escoger voltajes y corrientes a graficar en TOP.

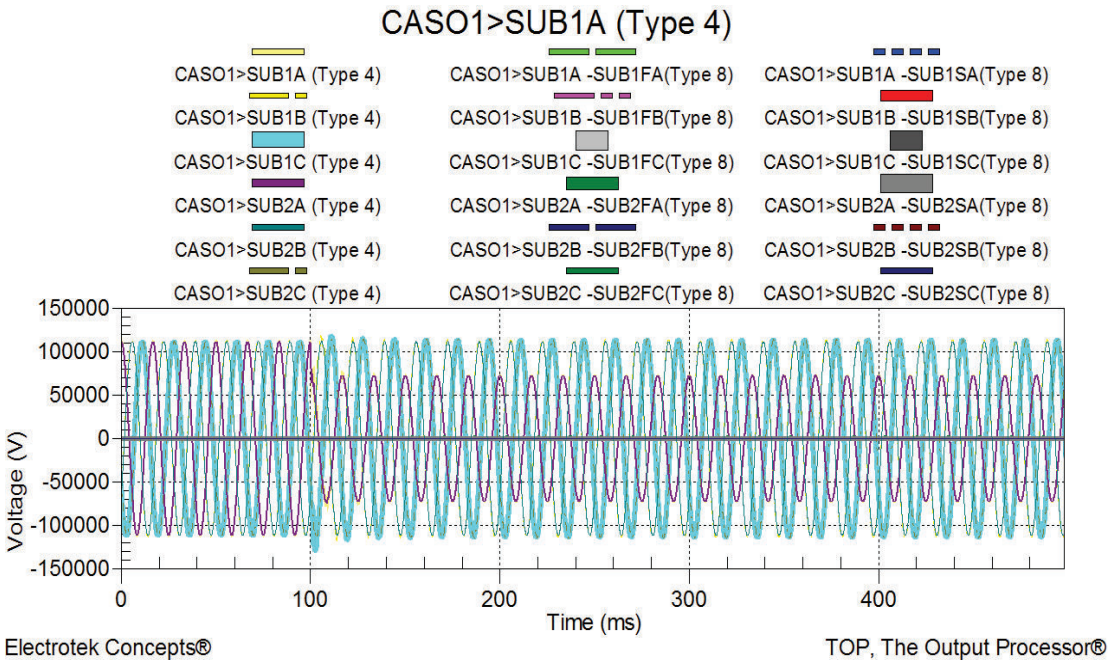


Figura 5.21 1 señales graficadas.

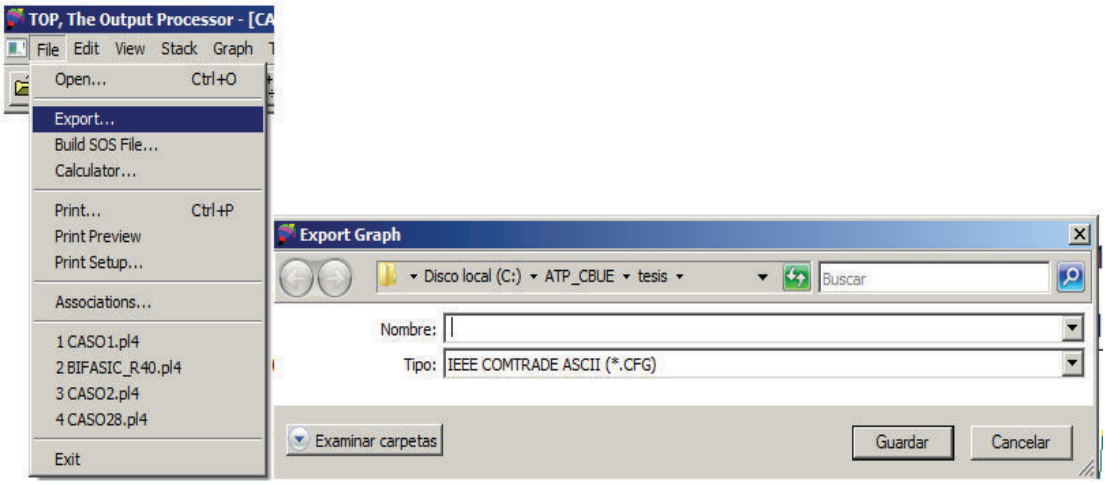


Figura 5.22 Exportar a formato COMTRADE.

5.1.6.3 CALCULO CON ADDALP

Una vez realizada la estandarización de los de los registros simulados se analiza los ficheros mediante nuestro programa ADDALP con el fin de determinar la existencia de falla, el tipo y la distancia de falla mediante los algoritmos de forma simultánea además de poder revisar mediante las gráficas de la trayectoria y el ultimo lazo de impedancia obtenido.

Figura 5.23 Presentación de ADDALP

Al momento de cargar el archivo se toma como base para la simulación una reconstrucción del evento ocurrido en la línea de transmisión doble circuito Machala - San Idelfonso 138 kV.

En este evento se produjo una falla de la fase C a tierra en uno de los circuitos, dando como resultado la apertura de los disyuntores del circuito fallado.

Continuando con el procesamiento de la señal se selecciona el tipo de proceso COMTRADE para simulación como se muestra en la **Figura 5.24**

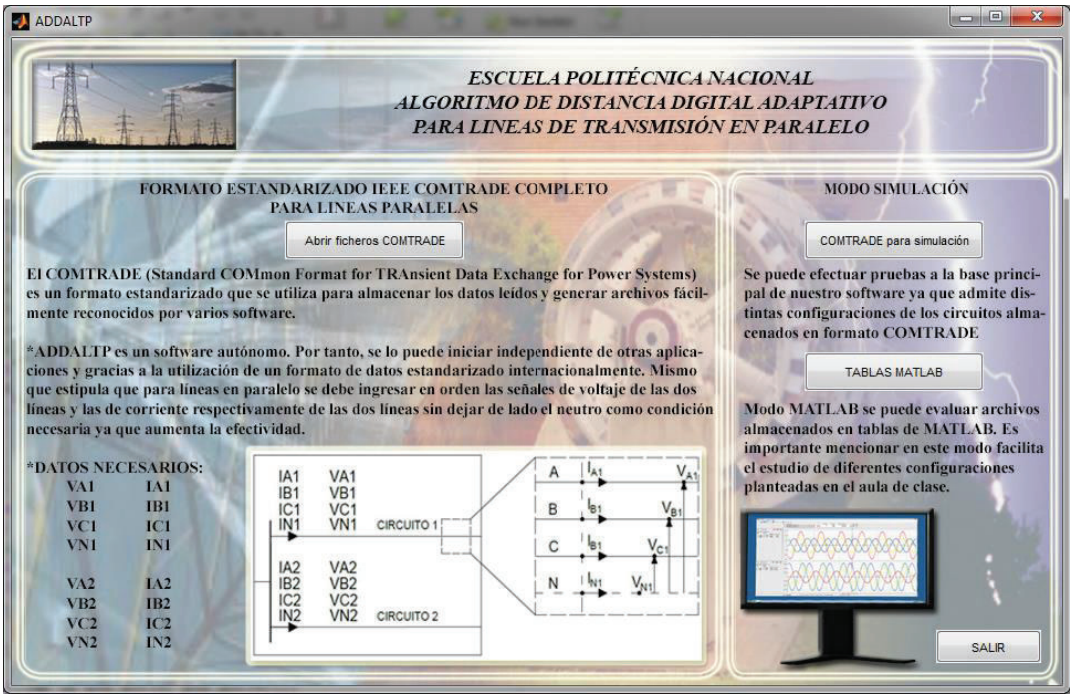


Figura 5.24 Selección del tipo de proceso empleado.

Seleccionamos el archivo machala_sid como se muestra en la **Figura 5.25**

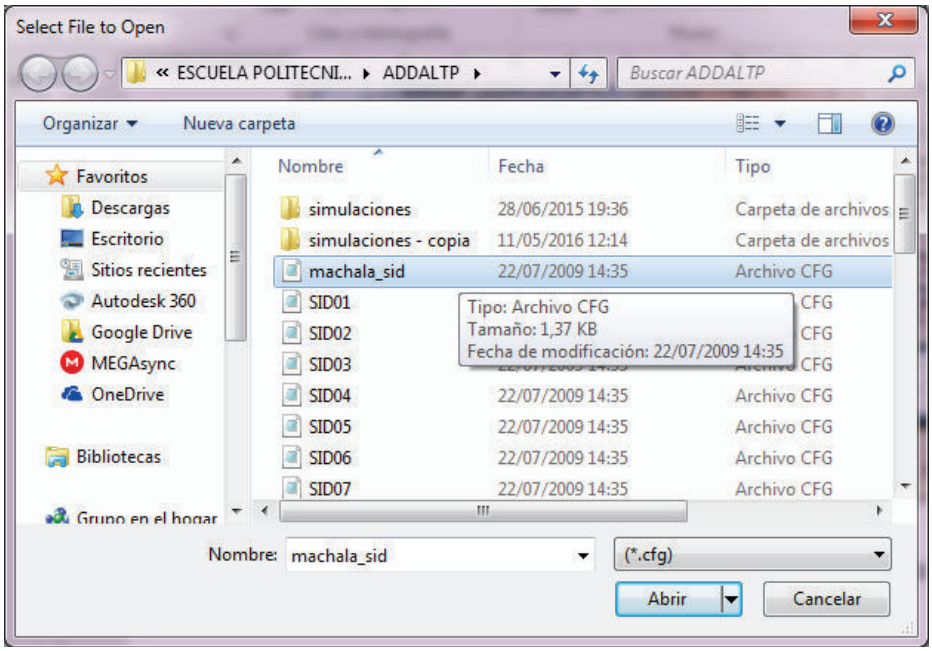


Figura 5.25 Selección del archivo en formato COMTRADE.

Se procede a seleccionar las señales del extremo de la línea requerida, como se muestra en la **Figura 5.26**

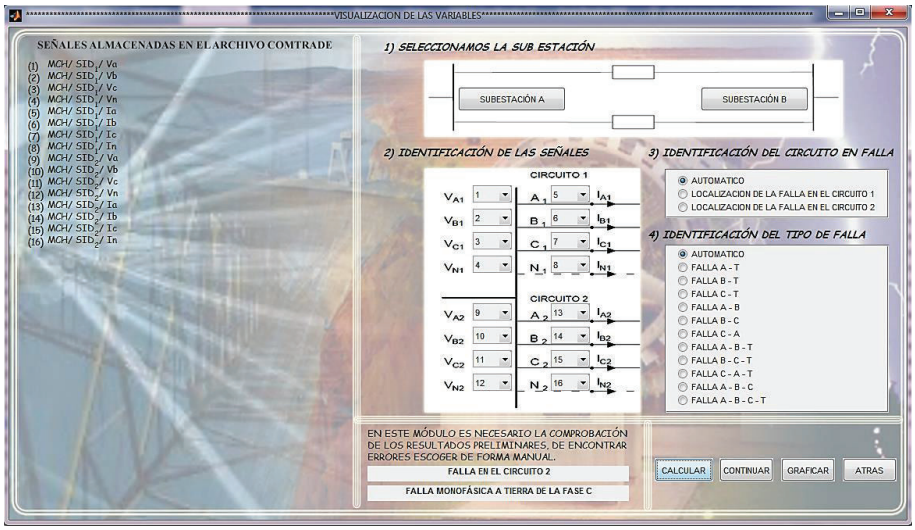


Figura 5.26 Identificación de las señales, subestación, circuito fallado y tipo de falla.

Al calcular, el módulo de detección analiza los registros y muestra si existe una falla en el archivo ingresado, procede a graficar el estado de cada una de las líneas de forma didáctica, como se muestra en la **Figura 5.27**

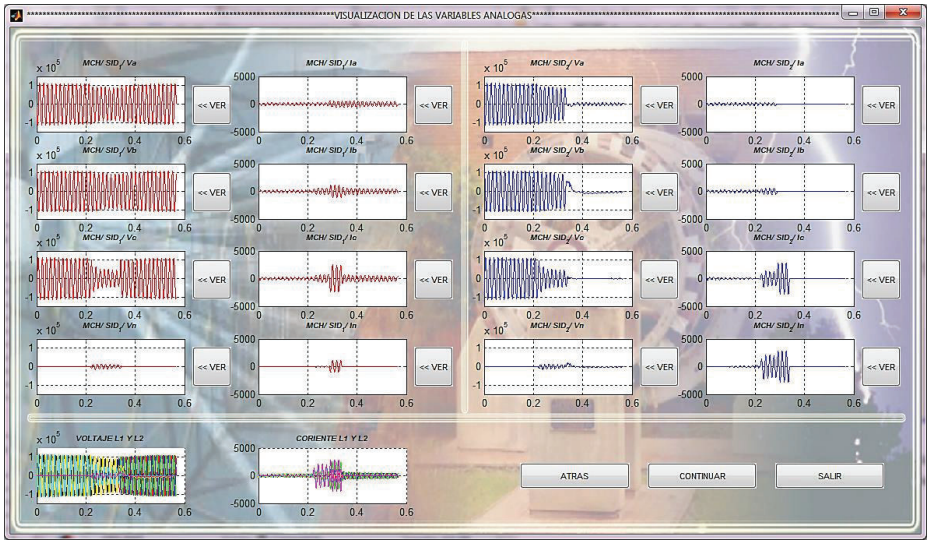


Figura 5.27 Visualización de las señales almacenadas en el archivo COMTRADE.

Continuando con el análisis del registro ingresado, el módulo de clasificación muestra el tipo de falla como se muestra en la **Figura 5.28**

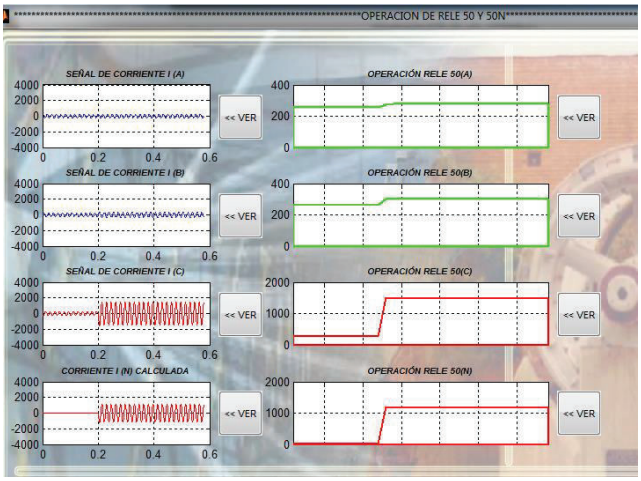


Figura 5.28 Falla monofásica de la fase c identificada por el módulo de clasificación.

El programa muestra un resumen de los módulos de detección y clasificación, además permite ingresar los valores necesarios propios de la línea de transmisión para dar paso a la ejecución del módulo de localización como se muestra en la **Figura 5.29**

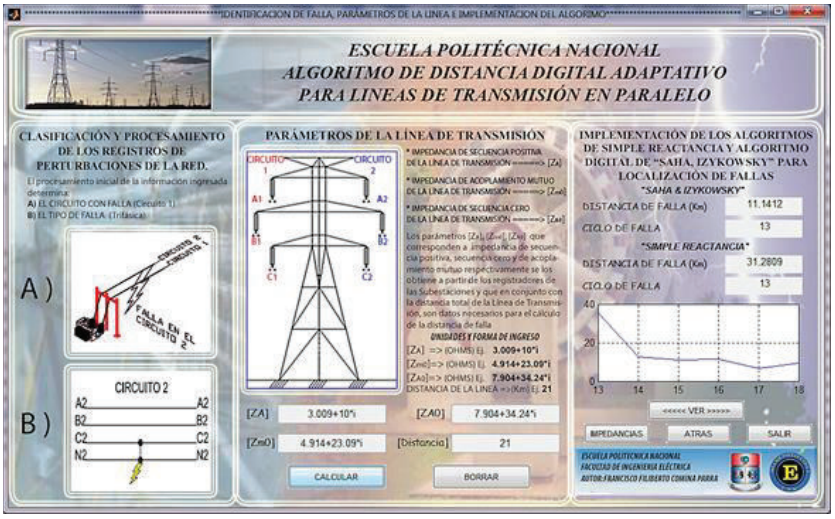


Figura 5.29 Falla monofásica de la fase c en el circuito 2 con resistencia de falla =10Ω, a la mitad de una línea de 21 km, mediante el algoritmo de saha, IZYKOWSKY y reactancia simple.

Al seleccionar IMPEDANCIAS el programa nos muestra los lazos de impedancias reflejas en el IED y el recorrido de cada lazo de impedancia como se muestra en la **Figura 5.30**

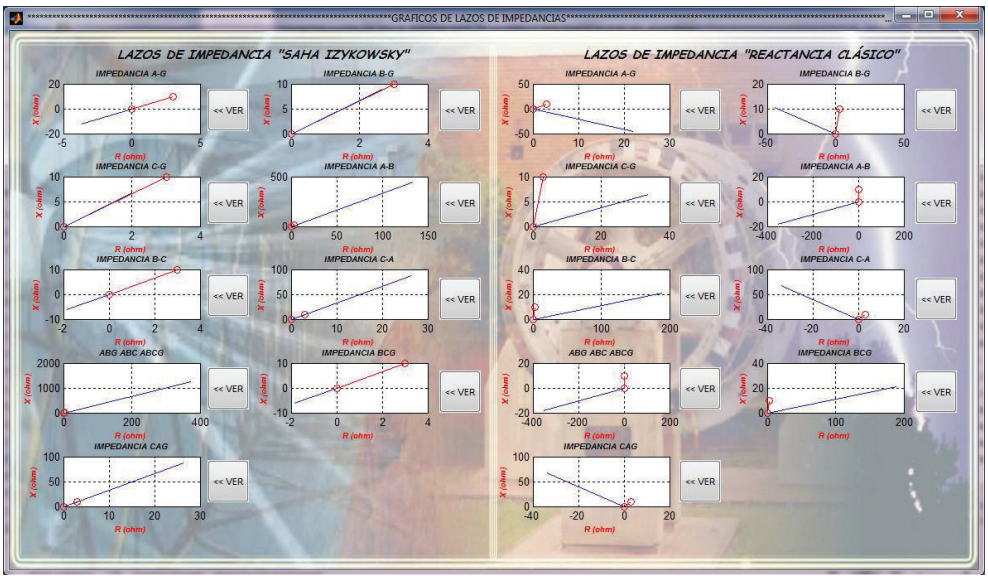


Figura 5.30 Cuadro de lazos de impedancias reflejadas en el ied de distancia en el ciclo de falla

5.1.6.4 Análisis de resultados

En este estudio que se ha tomado como referencia los datos de la Línea de Transmisión Machala – San Idelfonso, posteriormente se procesa los resultados en el programa, sometiéndolo a un proceso de validación del mismo, obteniendo los ficheros de una forma simultánea permitiendo analizar los algoritmos de los módulos de detección, clasificación y los dos tipos de algoritmos de localización de falla.

Se aprecia que los módulos de detección y clasificación no presentan errores al momento de analizar la muestra, mientas que el módulo de localización durante el inicio de la falla, desde el ciclo 12 hasta el ciclo 15, ciclo en el que ocurre la desconexión del circuito fallado en la barra de San Idelfonso, la impedancia de falla del ciclo 16 se la puede ver como un transitorio hasta que nuevamente en el ciclo 17 donde su impedancia de falla tiende a ser un valor cercano a los 10.5 km donde se simuló la falla.

Sin embargo, debido a la desconexión del disyuntor en la barra de Machala se despeja la falla y esto hace que el valor de impedancia medida por el algoritmo a partir del ciclo 18 ya no se la considere dentro del análisis.

La comprobación de lo planteado en ejemplo de cálculo se demuestra, en el que ocurre una falla con una Rf=10Ω, al 50% de la L/T, con una generación de pequeño valor en uno de los extremos de la red, donde para un algoritmo clásico como es el de reactancia simple los resultados presentan errores de localización demasiado altos. Por otra parte, los resultados de localización de falla dados por el algoritmo digital adaptivo son muy aproximados a los valores de la simulación.

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- El desarrollo de nuevas tecnologías con un entorno fundamentalmente didáctico en base a la investigación del funcionamiento de elementos de protección de líneas de transmisión, ha permitido la utilización de diferentes técnicas de detección de fallas de tal forma de aumentar la precisión y en el caso de la aplicación directa sobre un IED mejoraría su selectividad.

- La robustez de la aplicación modular de clasificación de fallas eléctricas permite realizar un análisis más pormenorizado del principio de funcionamiento de dichos módulos, además de presentar los resultados de forma gráfica, facilita el entendimiento del proceso que se desarrolla dentro de esta función.

- La simulación de un módulo de localización de fallas, en una línea de transmisión dentro de un ambiente académico universitario promueve el aprendizaje que, para el caso particular de la Escuela Politécnica Nacional, dentro de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica y su aplicación se orienta a prácticas de laboratorio de la materia Protecciones Eléctricas.

- Los algoritmos que utilizan el procesamiento de las señales de voltaje y corriente, presentan errores que se encuentran dentro del rango permitido, dados por diferentes factores como son: elementos de adquisición de datos, resistencia de falla, cambios en los equivalentes de red a los extremos de la L/T, flujo de pre-falla, distancia a la que se produce la falla, etc. Esto debido a que durante el proceso de cálculo cada algoritmo realiza varias aproximaciones y estimaciones dentro de un rango aceptado disminuyendo el procesamiento y la complejidad del proceso matemático.

- El uso del programa MATLAB, permitió la creación de una interfaz gráfica en el ordenador desde donde, se adquieren los datos, se supervisa el proceso y permite una mejor presentación de los módulos integrados en la herramienta computacional.

6.2 RECOMENDACIONES

- Para empezar a utilizar la herramienta computacional, se debe considerar una previa instalación de MATLAB, ya que este programa permite el funcionamiento de los módulos integrados en la herramienta computacional.

- La utilización de la herramienta computacional como programa de análisis de fallas para el módulo de localización requiere conocer de antemano parámetros del modelamiento de la línea de transmisión, en específico La impedancia de secuencia positiva, la impedancia del acoplamiento mutuo, la impedancia de secuencia cero y la distancia total de la líneas que es objeto de análisis.

- Para el correcto funcionamiento de los módulos integrados en la herramienta computacional se debe ingresar datos coherentes, completos y estandarizados, tener en cuenta que es una herramienta computacional y los resultados están directamente relacionados a la valides de los datos que el usuario le proporcione.

- Se recomienda complementar el programa desarrollado con funcionalidades adicionales como son: análisis de armónicos, análisis fasoriales y potencias, entre otros. De tal manera que se obtenga un programa de análisis de fallas para estudios post-operativos.

7 BIBLIOGRAFÍA

[1] E. V. A. G., Algoritmo neuro-difusor para la deteccion y clasificacion de fallas en lineas de transmisión electricas usando simulaciones y datos de registradores de fallas., Cuenca, 2013.

[2] D. N. B. LÓPEZ, CLASIFICACIÓN Y PROCESAMIENTO DE LOS REGISTROS DE PERTURBACIONES DE LA RED DE TRANSMISIÓN DE ISA, PEREIRA: UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA, 2010.

[3] S. VASILIK, Fuzzy neural network pattern recognition algorithm for classification of the events in power system networks, Texas: Texas A&M, 2008.

[4] I. E. Q. CRESPO, DESARROLLO DE UN MODELO PARA LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELECTRICA, Medellin: Nacional de Colombia , 2010.

[5] F. GONZALES, LINEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS, MADRID: Longatt, 2007.

[6] P. CHAIWAN, NEW ACCURATE FAULT LOCATION ALGORITHM FOR PARALLEL TRANSMISSION LINES, Kentucky: University of Kentucky, 2011.

[7] R. Jang, ANFIS: Adaptive Network Based Fuzzy Inference System, California: University of California, 1999.

[8] H. P. Alzate, Estrategia colaborativa basada en la reactancia de falla, Pereira: U.T Pereira, 2011.

[9] U. I. S. Julio, Configuración y Definición de Parámetros para Registros Oscilográficos de fallas en formato COMTRADE, Santiago de Chlile: CDEC-SING, 2013.

[10] D. Brancaccio, COMTRADE BRIEF, Portland: JSIS, 2012.

[11] B. Saanichton, COMTRADE and ION technology, Keating, Canada: Schneider Electric, 2010.

[12] B. McFetridge, Report on a Common Data Format for IED Sampled Data, N.Y.: IEEE PSRC, 2009.

[13] L. GARCÍA, Modelo y Aplicacion de Relevadores Digitales, Mexico, D.F.: I. P. Nacional, 2009.

[14] I. o. E. a. E. Engineers, IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems, New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2001.

[15] R. Das, Determining The Locations Of Faults In Distribution Systems, Ottawa: National Library of Canada, 2000.

[16] R. Galvis, Protección de Sobrecorriente, Lima: Isa, 2009.

[17] D. I. D. Chiguano, LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN LÍNEAS AÉREAS DE TRANSMISIÓN APLICACIÓN DE UN ALGORITMO DIGITAL PARA LÍNEAS PARALELAS, Quito: EPN, 2010.

[18] M. S. -. J. Izykowski, Fault Location on Power Networks, New York: Springer, 2010.

[19] Z. Gajic, CAPABILITIES OF MODERN NUMERICAL DIFFERENTIAL PROTECTIONS, Västerås, Sweden: ABB, 2010.

[20] L. P. &. H. K. Høidalen, ATPDRAW, Trondheim: ATP, 2012.

[21] I. o. E. a. E. Engineers, IEEE Std C37.111-1991, New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc..

[22] T. I. o. E. a. E. Engineers, IEEE Std C37.111-1999, New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.

[23] T. Grebe, TOP, The Output Processor, North Cedar Bluff Road: Electrotek Knoxville, 2003.

[24] R. T. AMADOR, PROTECCIONES ELÉCTRICAS, Cali: C.Colombia, 2007.

[25] M. A. Zamora Ma. Inmaculada, Simulación de Sistemas Electricos, 3 ed., N/A, Ed., Madrid: Paerson Educación S. A., 2008.

[26] G. E. Antonio, Análisis y Operación de Sistemas de Energía, N/A, Ed., Madrid: McGraw-Hill, 2010.

[27] E. P. Mauro, Análisis de los Sistemas de Protecciones Eléctricos, Quito: CENACE, 2002.

[28] C.-1. -. I. Standard, Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems.

[29] I. 70072, COMTRADE and ION technology C37.111 COMTRADE, USA: IEEE, 2012.

[30] M. SAHA, K. WIKSTROM, J. IZYKOWSKI y A. ROSOLOWSKI, New fault location algorithm for parallel lines, Amsterdam: IEEE, 1997.

8 ANEXOS

Anexo I. ATP/EMTP

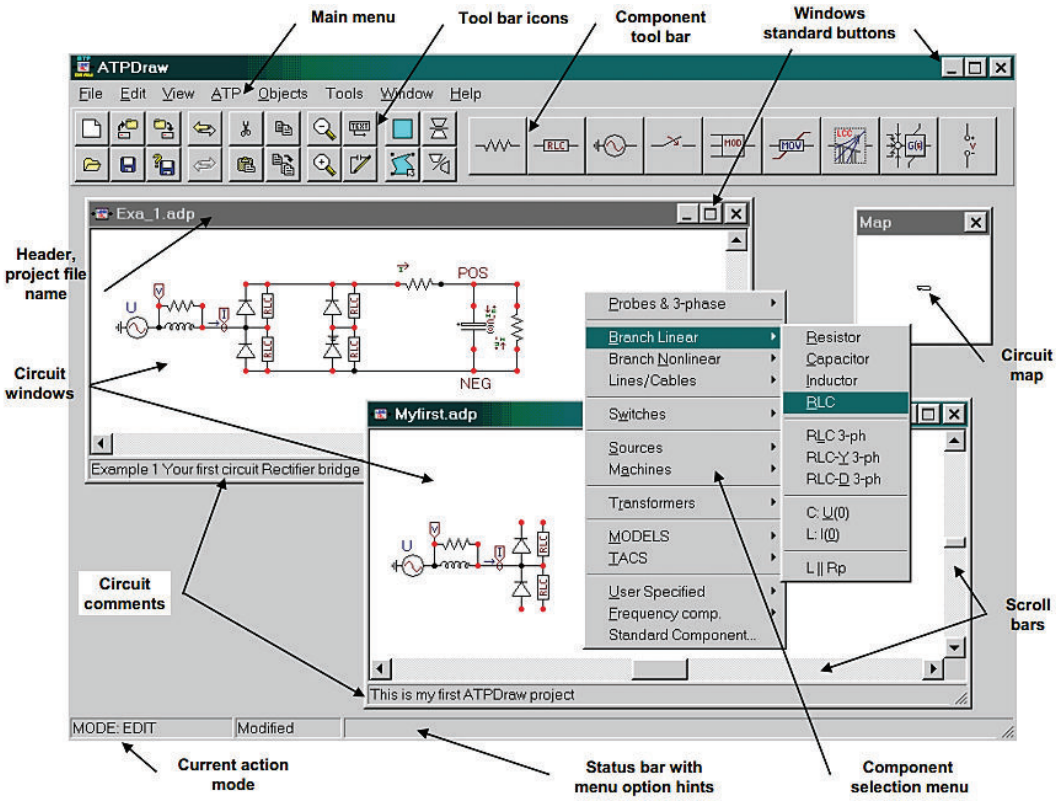


Figura 8.1 Ventana principal de ATPDraw y el menú de selección de componentes. [20]

"La generación automática de los registros de fallas en ATP consiste en simular y generar los registros oscilográficos del sistema de transmisión sometido cada vez a una falla diferente, ya sea por su localización o por su naturaleza" [20]. Como resultado se obtiene una base de datos que contiene señales de voltaje y corriente, en el dominio del tiempo, con la finalidad de realizar los respectivos análisis de las señales resultantes, como se muestra en la Figura 8.1.

La ventaja de ATP/EMTP al ser un programa con un pack de herramientas y un procesador gráfico especializado en campo de sistemas eléctricos de potencia, es permitir la construir el modelo digital del circuito a simular, seleccionando componentes predefinidos desde una paleta amplia de forma interactiva. Dichos elementos se encuentran estandarizados y membretados con TACS compatibles, además de permitir actualizar y crear nuevos objetos basados en los modelos existentes, especificando su geometría y módulo de base de

datos, orientando un modelado de múltiples capas que se encuentran interconectadas con el ATP a través de archivos almacenados en el disco con la extensión .pl4 con la única función de mostrar los resultados de una simulación en el dominio del tiempo o de la frecuencia.

Todas estas características hacen posible una simulación y obtención de datos apegados a la realidad del circuito en análisis.

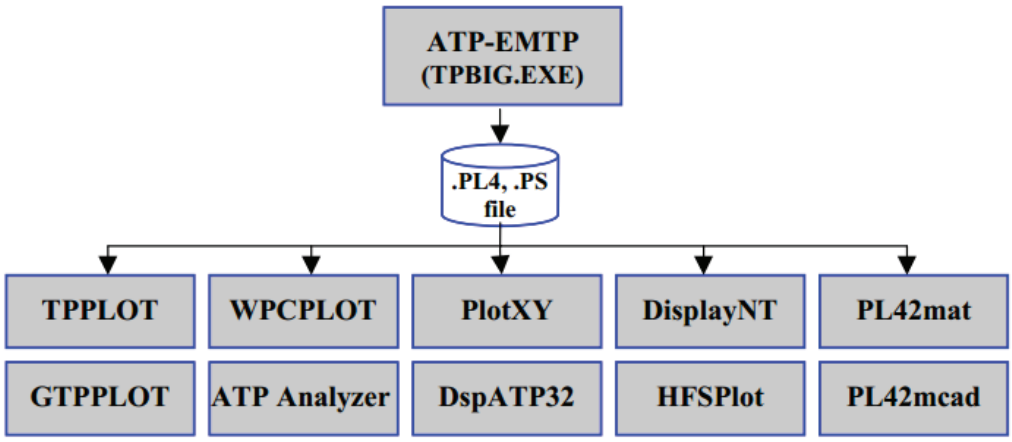


Figura 8.2 Capas de procesamiento de ATPDraw. [20]

Una vez creada la base de datos, que para el estudio se utilizaran archivos PlotXY, indicados en la Figura 8.2, es necesario extraer las características asociadas a cada una de las señales de voltaje y corriente.

Cada una de las señales debe registrar al menos un ciclo de pre-falla necesario para el desarrollo del algoritmo digital adaptativo, al momento de detectar, clasificar y localizar fallas en líneas de transmisión aéreas (L/T) en paralelo, ya que se debe referenciar cada señal de voltaje y corriente antes de poder procesar un evento.

Debido a la existencia de diferentes tecnologías y técnicas de protección disponibles en los sistemas de transmisión, es necesario acoplar el estudio realizado en este trabajo a los distintos IEDs de protección, independiente de la marca fabricante. Para el caso se debe estandarizar todos los procesos involucrados, tanto en la simulación como en el procesamiento de datos, el estándar que se utiliza en común en los IEDs de protección en líneas de transmisión y en sistemas de reproducción de archivos almacenados (Registradores), es el formato COMTRADE.

Formato COMTRADE:

- IEEE Std. C37.111-1991 [21].
- IEEE Std. C37.111-1999 [22].

Al ser un algoritmo digital el que se presenta en el siguiente trabajo, es necesario desarrollar el mismo para sus dos versiones creando de esta manera una herramienta computacional integral.

Se utilizará el programa conocido como TOP ver. 6.02 para pasar los archivos entregados por el árbol de procesos del ATPDraw, a archivos almacenados en el disco con la extensión .pl4 al formato Comtrade.

Anexo II. TOP "THE OUTPUT PROCESSOR"

Figura 8.3 Logo Top ver. 6.02. [23]

Programa para la visualización de los datos de monitoreo y resultados de la simulación, Figura 8.3.

"TOP es un programa que lee datos de una variedad de fuentes, una de ellas son los datos almacenados resultantes de una simulación con la extensión .pl4 y la transforma en gráficos de alta calidad para su inclusión en los informes, documentos y procesos complementarios." [23]

El formato de los datos que soporta y con los cuales puede intercambiar información entre si son:

- Texto ASCII
- COMTRADE: IEEE Std C37.111-1991 | IEEE C37.111-1999
- PQDIF: Power Quality Data Interchange Format - IEEE Std 1159,3-2002

- Dranetz 8010 y 8020 PQNode ®
- Dranetz 65x Series
- Electrotek SuperHarm ®
- Electrotek FerroView TM
- EPRI / DCG EMTP para Windows
- ATP (Transitorios Alternativos Programa)
- PSCAD ® - Versiones 3 y 4
- EPRI HARMFLO para Windows
- Cooper Power Systems V-DAÑO TM
- EPRI SDWorkstation
- EPRI LPDW (CFlash, DFlash, TFlash)
- EPRI sistema de diagnóstico PQ (conmutación de condensadores "y" Lightning)
- Square D de PowerLogic ® (utilizando DADisp formato)
- Fluke 41

Este programa manipula los datos que se muestran utilizando un mecanismo llamado la pila, ilustrado a continuación en la Figura 8.4:

1. Se selecciona un archivo que contiene los datos que se visualizan.
2. Genera un cuadro de diálogo que muestra todas las cantidades (objetos) disponible en el archivo actual.
3. Permite la selección los elementos de interés, que se carga en la parte superior de la memoria.
4. El resultado es una pila de objetos de datos de diferente tipo y origen que ahora están disponibles para la visualización, y listos para procesarlos en los distintos formatos.

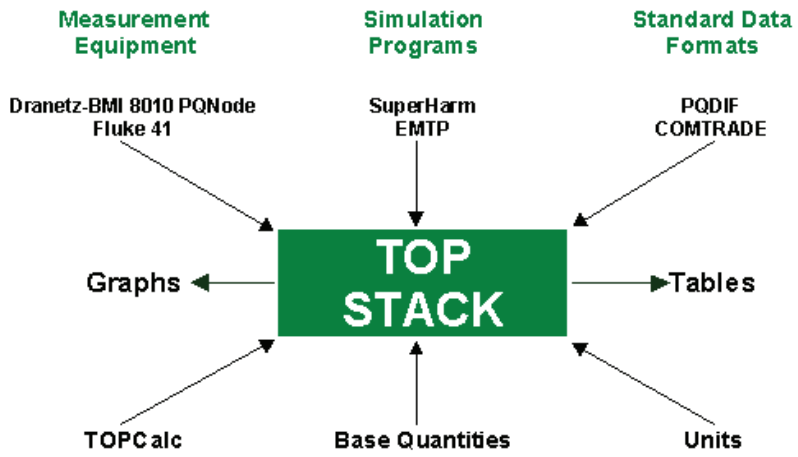


Figura 8.4 Proceso de pila del TOP. [23]

Todas estas herramientas son copiladas interpretadas y resueltas de forma integral en un programa creado en la plataforma MATLAB, programa de simulación que posee una característica, es adaptativo para lo cual es necesario utilizar formatos comunes y vigentes en los IEDs de protección discriminando marca o fecha de fabricación, el formato a utilizar para no perder las característica de cada una de las señales es el Formato COMTRADE integrado sus dos versiones, IEEE Std C37.111-1991 y IEEE C37.111-1999.

Anexo III MATLAB

MATLAB es una herramienta de programa matemático que ofrece un entorno de desarrollo integrado.

Una de las principales cualidades del MATLAB es su velocidad para realizar cálculos vectoriales y matriciales, Esto significa que una operación efectuada sobre un vector es mucho más eficiente que si se realiza por separado sobre cada uno de sus componentes, además de la versatilidad en el manejo de la información suministrada, mediante el proceso de diseñar un modelo de un sistema real y llevar los resultados que suministra la simulación a un nivel casi real, con la finalidad de comprender el comportamiento del sistema o evaluar nuevas estrategias dentro de los límites impuestos por un cierto criterio o un conjunto de ellos para el funcionamiento del sistema.

En el presente trabajo se tomó una de las nuevas líneas de investigación en cuanto al procesamiento e implementación de un algoritmo digital, mediante el uso del procesamiento paralelo dentro del programa de aplicación indicado en la Figura 8.5, sin embargo, se debe tener presente que este tipo de arquitectura depende de dos subsistemas íntimamente relacionados entre sí, hardware y programa.

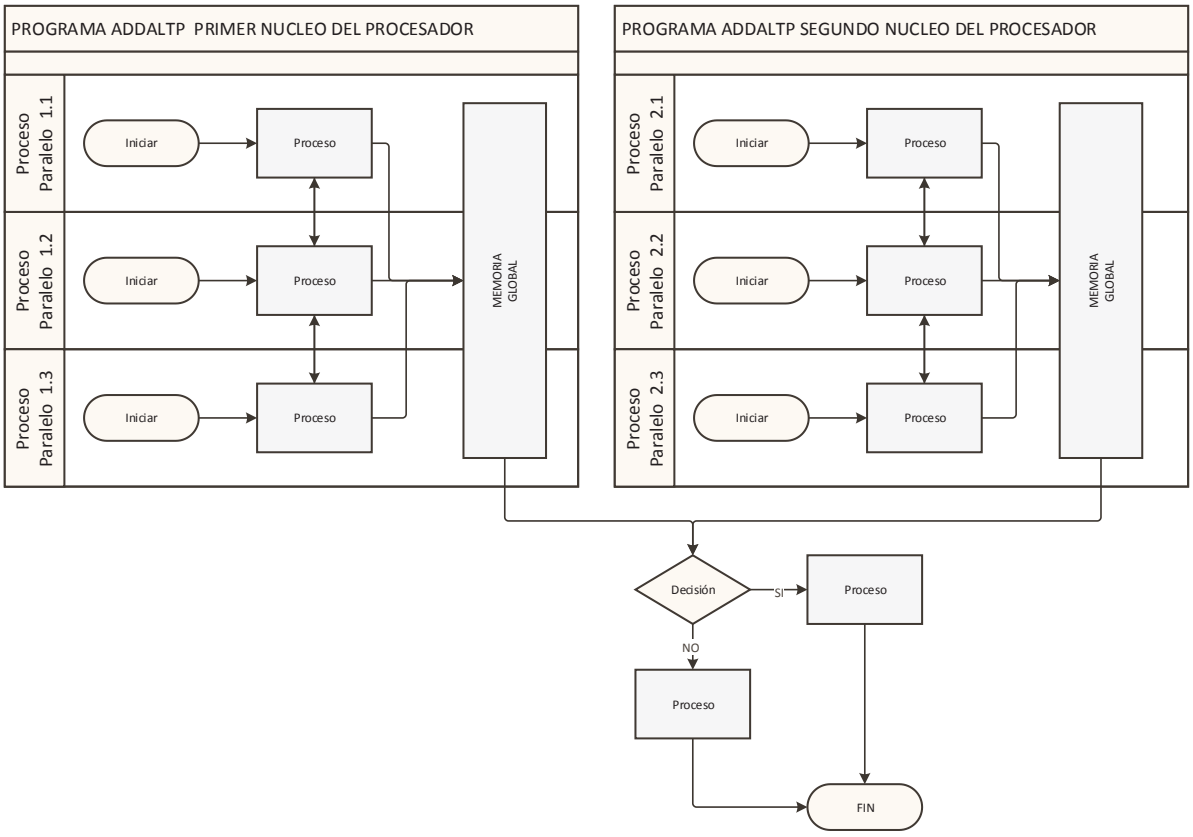


Figura 8.5 Diagrama del componente computacional en paralelo con MATLAB.

8.1.1 Equipo de Procesamiento.

Dentro del equipo se puede distinguir la unidad de control, los núcleos del procesador y la organización de la memoria.

El esquema presentado en la Figura 8.5 da una idea de cómo un ordenador procesa, con múltiples instrucciones, múltiples flujos de datos y varios núcleos del microprocesador resolviendo problemas diferentes con conjuntos de datos diferentes. Por último, para poder

acoplar y ordenar todos estos procesos que ejecutan al mismo tiempo, la memoria define la manera en que los elementos de los procesos almacenan los datos son ordenados.

En el presente trabajo se contemplan dos formas básicas de organizar la memoria de procesamiento paralelo:

Toda la memoria se comparte entre todos los elementos del proceso y cada elemento de proceso tiene su propia memoria.

Las etapas generales de la memoria compartida pertenecen a la arquitectura shared-adress-space. En la cual todos los elementos de proceso tienen acceso a toda la memoria, tanto para leer un dato como para escribir un dato. De esta manera la comunicación entre los elementos del proceso se realiza escribiendo y leyendo la memoria compartida.

La sub-etapa de memoria dedicada para cada elemento de proceso pertenecen a la arquitectura message-passing. Aquí todos los elementos de proceso están conectados por una red de comunicación. A través de esta red los diferentes elementos intercambian datos, que son privados para cada elemento de proceso.

8.1.2 Programación En Paralelo

Desde otra perspectiva, el programa también juega un papel fundamental del procesamiento en paralelo, en las últimas versiones de MATLAB se integró dos opciones para realizar el cálculo en paralelo de un algoritmo adaptativo.

La primera opción que se utiliza es trabajar con la paralelización implícita. Dejando que el compilador paralelice el código. En MATLAB esto es un poco diferente, no se paraleliza el código en el momento de correrlo, sino que existen funciones y operaciones ya disponibles para aprovechar el cálculo en paralelo.

La segunda opción utilizada de paralelización en MATLAB es recurrir al toolbox de computación distribuida. Este toolbox se diseñó originalmente para aprovechar las redes de información en donde existe una red que distribuye el trabajo (planificador) a los demás (trabajadores). Los trabajadores reciben un programa del planificador, lo ejecutan y devuelven el resultado al mismo.

El toolbox de computación distribuida permite simular trabajadores locales dentro de una computadora con un procesador de varios núcleos. De esta forma cada núcleo trabaja sobre un sub-programa y devuelve un resultado al terminar.

Anexo IV Coeficientes de peso con secuencia positiva y negativa eliminando la secuencia cero para una óptima estimación de la caída de voltaje a través de una resistencia de falla.

Tabla 8.8.1 Coeficientes De Peso Con Secuencia Positiva Y Negativa Eliminando La Secuencia Cero Para Una Óptima Estimación De La Caída De Voltaje A Través De Una Resistencia De Falla.

TIPO DE FALLA	CORRIENTE TOTAL DE FALLA	a_{F1}	a_{F2}	a_{F0}
a-g	I_{Fa}	1.5	1.5	0
b-g	I_{Fb}	$-0.75 - j0.75\sqrt{3}$	$-0.75 + j0.75\sqrt{3}$	0
c-g	I_{Fc}	$-0.75 + j0.75\sqrt{3}$	$-0.75 - j0.75\sqrt{3}$	0
a-b	I_{Fa}-I_{Fb}	$0.75 + j0.25\sqrt{3}$	$0.75 - j0.25\sqrt{3}$	0
b-c	I_{Fb}-I_{Fc}	$-j0.5\sqrt{3}$	$j0.5\sqrt{3}$	0
c-a	I_{Fc}-I_{Fa}	$-0.75 + j0.25\sqrt{3}$	$-0.75 - j0.25\sqrt{3}$	0
a-b-g	I_{Fa}-I_{Fb}	$1.5 + j0.5\sqrt{3}$	$1.5 - j0.5\sqrt{3}$	0
b-c-g	I_{Fb}-I_{Fc}	$-j\sqrt{3}$	$j\sqrt{3}$	0
c-a-g	I_{Fc}-I_{Fa}	$1.5 - j0.5\sqrt{3}$	$1.5 + j0.5\sqrt{3}$	0
a-b-c (a-b-c-g)*	I_{Fa}-I_{Fb}	$1.5 + j0.5\sqrt{3}$	$(1.5 - j0.5\sqrt{3})$ **	0
	*El bucle de falla entre fases (a-b) se considera, sin embargo, los otros bucles de falta (b-c), (c-a) se pueden tomar también en consideración. ** Este coeficiente es diferente de cero; sin embargo, la secuencia negativa no está presente en las señales.			

Anexo V Coeficientes de peso dando prioridad a la secuencia negativa sobre la secuencia positiva y eliminando la secuencia cero.

Tabla 8.8.2 Coeficientes De Peso Dando Prioridad A La Secuencia Negativa Sobre La Secuencia Positiva Y Eliminando La Secuencia Cero.

TIPO DE FALLA	CORRIENTE TOTAL DE FALLA	a_{F1}	a_{F2}	a_{F0}
a-g	I_{Fa}	0	3	0
b-g	I_{Fb}	0	$-1.5 + j1.5\sqrt{3}$	0
c-g	I_{Fc}	0	$-1.5 - j1.5\sqrt{3}$	0
a-b	I_{Fa}-I_{Fb}	0	$1.5 - j0.5\sqrt{3}$	0
b-c	I_{Fb}-I_{Fc}	0	$j\sqrt{3}$	0
c-a	I_{Fc}-I_{Fa}	0	$-1.5 - j0.5\sqrt{3}$	0
a-b-g	I_{Fa}-I_{Fb}	$1.5 + j0.5\sqrt{3}$	$1.5 - j0.5\sqrt{3}$	0
b-c-g	I_{Fb}-I_{Fc}	$-j\sqrt{3}$	$j\sqrt{3}$	0
c-a-g	I_{Fc}-I_{Fa}	$1.5 - j0.5\sqrt{3}$	$1.5 + j0.5\sqrt{3}$	0
a-b-c (a-b-c-g)*	I_{Fa}-I_{Fb}	$1.5 + j0.5\sqrt{3}$	$(1.5 - j0.5\sqrt{3})$ **	0
	*El bucle de falla entre fases (a-b) se considera, sin embargo, los otros bucles de falta (b-c), (c-a) se pueden tomar también en consideración. ** Este coeficiente es diferente de cero; sin embargo, la secuencia negativa no está presente en las señales.			

Anexo VI Coeficientes de peso dando prioridad a la secuencia positiva sobre la secuencia negativa y eliminando la secuencia cero.

Tabla 8.8.3 Coeficientes De Peso Dando Prioridad A La Secuencia Positiva Sobre La Secuencia Negativa Y Eliminando La Secuencia Cero.

Tipo de falla	Corriente total de falla	a_{F1}	a_{F2}	a_{F0}
a-g	I_{Fa}	3	0	0
b-g	I_{Fb}	$-1.5 - j1.5\sqrt{3}$	0	0
c-g	I_{Fc}	$-1.5 + j1.5\sqrt{3}$	0	0
a-b	I_{Fa}-I_{Fb}	$1.5 + j0.5\sqrt{3}$	0	0
b-c	I_{Fb}-I_{Fc}	$-j\sqrt{3}$	0	0
c-a	I_{Fc}-I_{Fa}	$-1.5 + j0.5\sqrt{3}$	0	0
a-b-g	I_{Fa}-I_{Fb}	$1.5 + j0.5\sqrt{3}$	$1.5 - j0.5\sqrt{3}$	0
b-c-g	I_{Fb}-I_{Fc}	$-j\sqrt{3}$	$j\sqrt{3}$	0
c-a-g	I_{Fc}-I_{Fa}	$1.5 - j0.5\sqrt{3}$	$1.5 + j0.5\sqrt{3}$	0
a-b-c (a-b-c-g)*	I_{Fa}-I_{Fb}	$1.5 + j0.5\sqrt{3}$	$(1.5 - j0.5\sqrt{3})$ **	0
	*El bucle de falla entre fases (a-b) se considera, sin embargo, los otros bucles de falta (b-c), (c-a) se pueden tomar también en consideración. ** Este coeficiente es diferente de cero; sin embargo, la secuencia negativa no está presente en las señales.			

Anexo VII Coeficientes de peso con la posible eliminación del uso de la secuencia positiva.

Tabla 8.8.4 Coeficientes De Peso Con La Posible Eliminación Del Uso De La Secuencia Positiva

TIPO DE FALLA	CORRIENTE TOTAL DE FALLA	a_{F1}	a_{F2}	a_{F0}
a-g	I_{Fa}	0	3	0
b-g	I_{Fb}	0	$-1.5 + j1.5\sqrt{3}$	0
c-g	I_{Fc}	0	$-1.5 - j1.5\sqrt{3}$	0
a-b	I_{Fa}-I_{Fb}	0	$1.5 - j0.5\sqrt{3}$	0
b-c	I_{Fb}-I_{Fc}	0	$j\sqrt{3}$	0
c-a	I_{Fc}-I_{Fa}	0	$-1.5 - j0.5\sqrt{3}$	0
a-b-g	I_{Fa}-I_{Fb}	0	$3 - j\sqrt{3}$	$j\sqrt{3}$
b-c-g	I_{Fb}-I_{Fc}	0	$j2\sqrt{3}$	$j\sqrt{3}$
c-a-g	I_{Fc}-I_{Fa}	0	$3 + j\sqrt{3}$	$j\sqrt{3}$
a-b-c (a-b-c-g)*	I_{Fa}-I_{Fb}	$1.5 + j0.5\sqrt{3}$	$(1.5 - j0.5\sqrt{3})$ **	0
	*El bucle de falla entre fases (a-b) se considera, sin embargo, los otros bucles de falta (b-c), (c-a) se pueden tomar también en consideración. ** Este coeficiente es diferente de cero; sin embargo, la secuencia negativa no está presente en las señales.			

Anexo VIII Relé Numérico de Sobrecorriente Instantánea Ansi 50

“Son aquellos relés que tienen por función la medición permanente de la intensidad de corriente de un circuito en particular, con el fin de ir comparado con los valores de ajustes (I set point) y establecer si existe una condición de elevados niveles de intensidad corriente o falla. Producto de una sobrecarga o un corto circuito. Se utilizan en equipos o circuitos donde se requiere limitar a valores preestablecidos de circulación de corriente eléctrica de acuerdo a un tiempo, a mayor corriente menor es el tiempo que puede soportar el equipo sin daño. La función 50 de acuerdo a normas ANSI, establece el disparo instantáneo.” [24]

La conexión de los relés ANSI 50 se lo realiza uno en cada línea como se muestra en la Figura 8.6

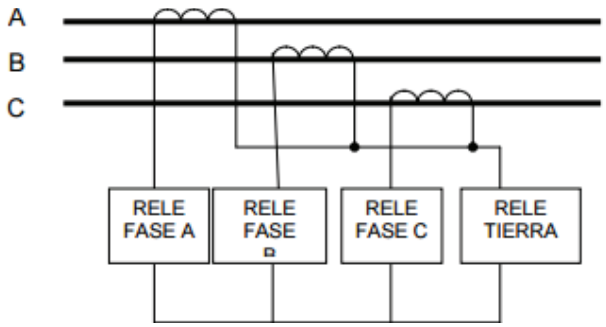


Figura 8.6 . Diagrama de conexión de relés de sobrecorriente. **[24]**