

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

SINTONIZACIÓN DE PARÁMETROS DE SECUENCIAS DE UN TRANSFORMADOR TRIFÁSICO UTILIZANDO MÉTODOS DE OPTIMIZACIÓN NO LINEAL

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

CUASAPAZ BEJARANO OSCAR FERNANDO

oscar.cuasapaz@epn.edu.ec

DIRECTOR: Ing. FAUSTO GUILLERMO AVILÉS MERINO, MSc.

fausto.aviles@epn.edu.ec

CODIRECTOR: Ing. NELSON VICTORIANO GRANDA GUTIÉRREZ, PhD.

nelson.granda@epn.edu.ec

Quito, Julio 2019

AVAL

Certificamos que el presente trabajo fue desarrollado por Oscar Fernando Cuasapaz Bejarano, bajo nuestra supervisión.

**Ing. FAUSTO GUILLERMO AVILÉS MERINO, MSc.
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

**Ing. NELSON VICTORIANO GRANDA GUTIÉRREZ, PhD.
CODIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo OSCAR FERNANDO CUASAPAZ BEJARANO, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado 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 dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.

Oscar Fernando Cuasapaz Bejarano

DEDICATORIA

Dedico mi trabajo de titulación a lo largo de todos estos años primeramente a Dios, quien me mantuvo de pie a pesar de mis tropiezos para poder culminar esta etapa.

A mis padres Leonor y Hugo quienes siempre me apoyaron y mi soporte con su infinito amor, a mis hermanos Henry, Edgar y Mariela que siempre han sido un pilar fundamental en mi vida, gracias por tener la firme confianza de que lo iba a lograr.

A mis queridos sobrinos Santiago, Richard, Sarita y Emilio que desde el primer instante que llegaron a mi vida me han ayudado para iluminar mi vida.

A mis panas de la Poli, Cubi, Trampero, Yanza, Max, Ronny, Alexis, Tigsí que siempre vieron en mí un amigo con el que se pueda contar.

A mi grupo de compañeros del cole, por todas las historias y desventuras ganadas.

A mis amigos de la danza que hice a lo largo de mi aprendizaje los cuales hoy por hoy forman parte de muchas de mis alegrías.

AGRADECIMIENTO

Agradezco al Ing. Fausto Guillermo Avilés Merino, MSc. y al Ing. Nelson Victoriano Granda Gutiérrez, PhD. quienes desde del primer instante me apoyaron incondicionalmente aportándome con su guía y sus conocimientos para elaborar y culminar este trabajo de titulación.

Al Ing. Juan Ramírez (Juanito) que desde un principio ha confiado en mí y ha sabido ser mi apoyo en mis momentos de dudas en el desarrollo y culminación de este trabajo.

A mi familia, amigos de barrio, de mi EPN y de la danza, que han estado a mi alrededor, los cuales a lo largo de este trabajo han sabido brindarme su apoyo.

ÍNDICE DE CONTENIDO

| | |
|---|-----|
| AVAL..... | I |
| DECLARACIÓN DE AUTORÍA | II |
| DEDICATORIA | III |
| AGRADECIMIENTO | IV |
| ÍNDICE DE CONTENIDO..... | V |
| RESUMEN | IX |
| ABSTRACT | X |
| 1 INTRODUCCIÓN..... | 1 |
| 1.1 OBJETIVOS..... | 3 |
| 1.2 ALCANCE | 4 |
| 1.3 MARCO TEÓRICO | 5 |
| 1.3.1 EL TRANSFORMADOR | 5 |
| 1.3.1.1 Polaridad de los transformadores eléctricos | 6 |
| 1.3.1.1.1 Polaridad | 6 |
| 1.3.1.1.2 Chequeo de polaridad | 7 |
| 1.3.1.2 Cambio de base | 7 |
| 1.3.1.3 Elementos de protección de transformadores | 8 |
| 1.3.1.3.1 Fusible Dual | 8 |
| 1.3.1.3.2 Porta Fusible..... | 8 |
| 1.3.1.3.3 Fusible Tipo Expulsión | 8 |
| 1.3.1.3.4 Alambre fusible..... | 9 |
| 1.3.2 IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DE FASES | 9 |
| 1.3.2.1 Secuencia positiva | 9 |
| 1.3.2.2 Secuencia negativa | 10 |
| 1.3.2.3 Secuencia cero | 10 |
| 1.3.2.4 Determinación de componentes simétricos | 11 |
| 1.3.2.4.1 Determinación de secuencia cero | 13 |
| 1.3.2.4.2 Determinación de secuencia positivas..... | 14 |
| 1.3.2.4.3 Determinación de secuencia negativas | 14 |
| 1.3.3 CÁLCULO DEL ERROR | 16 |

| | | |
|-----------|--|----|
| 1.3.3.1 | Error absoluto..... | 16 |
| 1.3.3.2 | Error relativo..... | 17 |
| 1.3.3.3 | Ajuste de curvas..... | 17 |
| 1.3.4 | PRUEBAS NORMALIZADAS..... | 18 |
| 1.3.4.1 | Prueba de circuito abierto | 18 |
| 1.3.4.2 | Prueba de cortocircuito | 20 |
| 1.3.4.3 | Prueba de secuencia cero | 23 |
| 1.3.4.3.1 | Impedancia de secuencia cero de los transformadores en diferentes grupos de conexión. | 25 |
| 1.3.4.3.2 | Procedimiento de medición..... | 25 |
| 1.3.4.3.3 | Impedancia de secuencia cero de un transformador Dyn | 27 |
| 1.3.4.3.4 | Impedancia de secuencia cero vista desde el bobinado de AT y BT | 28 |
| 1.3.4.3.5 | Influencia de la cuba | 28 |
| 1.3.5 | FALLAS MONOFÁSICAS A TIERRA Y BIFÁSICAS A TIERRA | 28 |
| 1.3.5.1 | Falla monofásica a tierra en sistemas trifásicos..... | 28 |
| 1.3.5.2 | Falla bifásica a tierra en sistemas trifásicos | 29 |
| 1.3.6 | MEDICIÓN DE LA PUESTA A TIERRA..... | 29 |
| 1.3.6.1 | El método de los tres polos o llamado del 62% | 30 |
| 1.3.6.2 | Resistencia de falla | 30 |
| 1.3.7 | MÉTODOS DE OPTIMIZACIÓN DE MATLAB-SIMULINK..... | 30 |
| 1.3.7.1 | Levenberg Marquadt | 31 |
| 1.3.7.2 | Gradiente Descendente | 31 |
| 1.3.7.3 | Conjunto Activo | 32 |
| 1.3.7.4 | Punto Interior | 33 |
| 1.3.7.5 | Trust Region Reflective | 33 |
| 1.3.7.6 | Programación Cuadrática Secuencial (SQP)..... | 34 |
| 1.3.7.7 | Pattern y Simplex Search | 34 |
| 1.3.8 | MODELO DEL TRANSFORMADOR TRIFÁSICO SELECCIONADO | 35 |
| 2 | METODOLOGÍA..... | 41 |
| 2.1 | TRANSFORMADORES BAJO PRUEBA..... | 41 |
| 2.1.1 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DIDÁCTICO | 41 |
| 2.1.2 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 50 [kVA] | 42 |
| 2.1.3 | CONEXIÓN Dyn5 | 42 |
| 2.2 | PRUEBAS NORMALIZADAS PARA DETERMINAR LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIAS EN UN TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DIDÁCTICO Y DE 50 [kVA] CON CONEXIÓN Dyn5 | 43 |

| | | |
|-------|--|-----|
| 2.2.1 | PRUEBA DE CIRCUITO ABIERTO | 44 |
| 2.2.2 | PRUEBA DE CORTOCIRCUITO | 45 |
| 2.2.3 | PRUEBA DE SECUENCIA CERO | 47 |
| 2.2.4 | FALLA MONOFÁSICA A TIERRA EN LOS TRANSFORMADORES BAJO PRUEBA | 49 |
| 2.2.5 | FALLA BIFÁSICA A TIERRA EN LOS TRANSFORMADORES BAJO PRUEBA | 50 |
| 2.3 | PUESTA A TIERRA | 52 |
| 2.4 | PROGRAMA ESTRUCTURADO EN MATLAB..... | 52 |
| 3 | RESULTADOS Y DISCUSIÓN | 55 |
| 3.1 | PRUEBAS EN EL TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DIDÁCTICO | 55 |
| 3.1.1 | PRUEBA DE CIRCUITO ABIERTO | 55 |
| 3.1.2 | PRUEBA DE CORTOCIRCUITO | 56 |
| 3.1.3 | PRUEBA DE SECUENCIA CERO..... | 58 |
| 3.1.4 | TRANSFORMACIÓN EN P.U. DE LOS PARÁMETROS DE SECUENCIA | 59 |
| 3.2 | PRUEBAS EN EL TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 50 [kVA]..... | 61 |
| 3.2.1 | PRUEBA DE CIRCUITO ABIERTO | 61 |
| 3.2.2 | PRUEBA DE CORTOCIRCUITO | 62 |
| 3.2.3 | PRUEBA DE SECUENCIA CERO..... | 64 |
| 3.2.4 | TRANSFORMACIÓN EN P.U. DE LOS PARÁMETROS DE SECUENCIAS | 65 |
| 3.3 | MEDICIÓN DE LA PUESTA A TIERRA | 68 |
| 3.4 | PRUEBAS DE FALLAS EN EL TRANSFORMADOR DIDÁCTICO..... | 69 |
| 3.4.1 | PRUEBA DE FALLA MONOFÁSICA A TIERRA | 69 |
| 3.4.2 | PRUEBA DE FALLA BIFÁSICA A TIERRA | 70 |
| 3.5 | PRUEBAS DE FALLAS EN EL TRANSFORMADOR DE 50 [kVA]..... | 72 |
| 3.5.1 | PRUEBA DE FALLA MONOFÁSICA A TIERRA | 72 |
| 3.5.2 | PRUEBA DE FALLA BIFÁSICA A TIERRA | 75 |
| 3.6 | PROCESAMIENTO DE DATOS..... | 77 |
| 3.6.1 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DIDÁCTICO | 77 |
| 3.6.2 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 50 [kVA] | 81 |
| 3.7 | PROGRAMA ESTRUCTURADO EN MATLAB-SIMULINK..... | 90 |
| 3.7.1 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DIDÁCTICO | 90 |
| 3.7.2 | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 50 [kVA] | 90 |
| 3.8 | SINTONIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE SECUENCIAS..... | 95 |
| 3.9 | RESULTADOS DEL TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DIDÁCTICO | 101 |
| 3.10 | RESULTADOS DEL TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 50 [kVA] . | 107 |
| 4 | CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 126 |

| | | |
|-----|---|-----|
| 4.1 | CONCLUSIONES | 126 |
| 4.2 | RECOMENDACIONES | 128 |
| 5 | REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... | 129 |
| | ANEXOS..... | 132 |
| | ANEXO A. MODELO ESTRUCTURADO EN MATLAB-SIMULINK | 132 |
| | ANEXO B. SINTONIZACIÓN EN EL TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DIDÁCTICO. | 134 |
| | ANEXO C. NORMAS INTERNACIONALES PARA DETERMINAR LOS PARAMETROS DE SECUENCIA POSITIVA, NEGATIVA Y CERO..... | 140 |

RESUMEN

Este proyecto técnico se enfoca en la sintonización de los parámetros de secuencias: positiva, negativa y cero, de un transformador trifásico de 50 [kVA] a partir de mediciones de eventos de fallas monofásicas a tierra y bifásicas a tierra; con ajustes de curvas simuladas vs. medidas que utilizan métodos de optimización no lineal, mediante una rutina de cálculo desarrollado en MATLAB-Simulink.

Primero se realizaron pruebas en un transformador trifásico didáctico utilizando las normas internacionales para determinar los parámetros de secuencias en el laboratorio, con el fin de obtener unos primeros valores. Posteriormente, se realizaron eventos de cortocircuitos y se extrajo la curva de corriente con la ayuda del osciloscopio. La información que resulta de la medición es comparada con la parte simulada, generando dos curvas que se sobreponen y dan ciertas diferencias entre sí. De igual manera se trabajó en el transformador de 50 [kVA] con la diferencia de que, al realizar los eventos de fallas, este debe ser alimentado por el lado de alto voltaje a 500 [V] debido a las condiciones físicas del laboratorio donde no se pudo alimentar a 6300 [V].

Para los dos casos se utilizó la herramienta "*Parameter Estimation*" de MATLAB-Simulink con el objetivo de sintonizar las curvas con respecto a la medida. El mejor método de optimización fue el "*Levenberg-Marquadt*" y los peores el "*Gradient descent*" con su algoritmo "*Trust-Region-Reflective*" y el "*Pattern Search*" porque no convergieron. En los métodos utilizados, se obtuvo un error cuadrático medio menor a cinco después de la sintonización.

PALABRAS CLAVE: sintonización de parámetros, sintonización, secuencia positiva y negativa, secuencia cero, transformador trifásico de 50 [kVA], optimización no lineal.

ABSTRACT

This technical project focuses on the tuning of the sequence parameters: positive, negative and zero, of a three-phase transformer of 50 [kVA] from measurements of monophasic faults to ground and biphasic faults to ground; with simulated curve adjustments vs. measures that use non-linear optimization methods, using a calculation routine developed in MATLAB-Simulink.

First, tests were carried out in a didactic three-phase transformer, using international standards to determine the parameters of sequences in the laboratory, in order to obtain first values. Subsequently, short-circuit events were performed and the current curve was extracted with the help of the oscilloscope. The information that results from the measurement is compared with the simulated part, generating two curves that overlap and give certain differences to each other. All of this was done in the same way in the transformer 50 [kVA] with the difference that, when performing the fault events, it must be fed by the high voltage side to 500 [V] due to the physical conditions of the laboratory, where it could not be fed at 6300 [V].

For both cases the "Parameter Estimation" tool of MATLAB-Simulink was used in order to tune the curves with respect to the measurement. The best optimization method was the "Levenberg-Marquadt" and the worst the "Gradient descent" with its algorithm "Trust-Region-Reflective" and the "Pattern Search" because they did not converge. In all the methods used, an average square error of less than five was obtained after tuning.

KEYWORDS: Parameter tuning, Tuning, Positive and negative sequence, Zero sequence, 50 [kVA] Three-Phase transformer, Non-Linear optimization.

1 INTRODUCCIÓN

En los últimos años el Sistema Nacional Interconectado del país ha tenido un crecimiento notorio debido al aumento de la población y a la necesidad de mejorar el servicio. En este progreso los transformadores han jugado un papel muy importante: elevar y reducir el voltaje para transportar la energía eléctrica. Por esto, es esencial que funcionen de manera óptima [1]. Para verificar su funcionamiento y calidad se realizan pruebas en fábrica antes de ponerlo en servicio, de igual manera este equipo debe protegerse ante eventualidades internas y externas al sistema eléctrico, por tal motivo, se deben realizar pruebas que aseguren su protección. Al momento de realizar protecciones se deben realizar pruebas para obtener los parámetros que ayuden a realizar ciertos ajustes para su protección [2].

Para determinar ciertos parámetros, entre estos, los de secuencia positiva, negativa y cero, se deben realizar pruebas según los estándares internacionales ANSI, IEC e IEEE, los cuales proponen aspectos generales para tomar en cuenta durante la medición de secuencias con el fin de no exceder corrientes, voltajes o límites térmicos en el transformador [2], [3], [4]. Estos parámetros en los equipos de protección asociados a los transformadores en un sistema eléctrico requieren de modelos para su simulación, tanto del transformador como de la red eléctrica en la que está instalada. Sin embargo, si el modelo del transformador no es el adecuado, entonces la simulación no va a ser correcta y por lo tanto, la calibración de las protecciones tampoco va a ser ajustada debidamente.

En el modelo de las componentes simétricas desarrollado por C.L. Fortescue, establece las condiciones para el cálculo de las fallas trifásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y monofásicas, éstas dos últimas poseen componentes de secuencia cero, por lo que su cálculo es de mucha importancia [5].

En este caso para los eventos de fallas monofásicas y bifásicas a tierra, el problema se da debido a la influencia de la impedancia de secuencia cero, este valor se presenta en equipos con conexión estrella principalmente, ya que estos tienen un conductor de neutro que normalmente está sólidamente aterrizado [6]. También se debe a la forma y construcción del transformador, a las paredes del tanque conductor que proporcionan un camino para una parte del flujo magnético de secuencia cero [5].

Sin embargo, en estos días, muchos transformadores en servicio, en su placa de características no incluyen datos de secuencia cero que permitan un análisis preciso de su comportamiento bajo cargas desequilibradas y fallas.

Con lo antes expuesto, las pruebas en el laboratorio siguen las metodologías de cálculo que se indican en las normas internacionales para obtención de parámetros, sin embargo, en estas pruebas existe una diferencia de valores entre lo medido y lo simulado. Para evidenciar esto, se realiza una comparación de curvas aplicando un evento de cortocircuito al transformador en la parte experimental y la curva del mismo evento, pero en la simulación [7].

Si las curvas resultan ser muy diferentes, significa que los parámetros del modelo del transformador no se asemejan a la realidad, una razón es debida a las limitaciones físicas para elaborar estas pruebas en laboratorio.

Con esta problemática se propone un método práctico para reducir la diferencia de curvas de corriente a la salida de los bornes de un transformador trifásico de 50 [kVA] en el lado de bajo voltaje, entre la curva del modelo estructurado en el software MATLAB-Simulink con la curva del modelo real obtenido con las pruebas normalizadas en el laboratorio [8].

Se solucionará esta problemática realizando una prueba experimental en el transformador trifásico ante un evento de cortocircuito y se comparará con el del modelo simulado realizando el mismo evento. La diferencia que se obtenga de las dos respuestas se reducirá utilizando métodos de optimización no lineal que tiene la herramienta de estimación de parámetros de MATLAB-Simulink, este estimador calcula la diferencia que existe entre dos curvas y minimiza la curva más grande variando sus parámetros.

De esta manera se puede obtener los parámetros que resultan de un modelo sintonizado, los cuales se utilizarán para poder reproducir la realidad, y con esto obtener un modelo que sería el adecuado. Este modelo sería útil para realizar estudios ante el comportamiento de eventos de fallas, sino que también ayudará a realizar estudios de carga e incluso estudios de estabilidad [9].

La estructura de este proyecto de titulación es la siguiente:

En el Capítulo 1 se realiza una breve introducción del transformador trifásico en los sistemas eléctricos. Se define toda la información necesaria para realizar las pruebas donde se podrá obtener los parámetros de secuencias, así como un amplio estudio de las fallas monofásicas a tierra y bifásicas a tierra. También se presenta los objetivos del trabajo a realizar.

En el Capítulo 2 se presenta una metodología detallada de cómo se realizan las pruebas bajo las normas internacionales en los transformadores bajo prueba. Se indica también una

opción de cómo realizar los eventos de fallas monofásicas a tierra y bifásicas a tierra y toda la información necesaria para la elaboración del modelo en MATLAB-Simulink.

En el Capítulo 3 se expone los resultados de las pruebas para obtener los parámetros de secuencias, así como las curvas obtenidas en el laboratorio de los eventos de fallas de cortocircuito realizados en los transformadores bajo prueba. Se realiza un estudio de los parámetros obtenidos en los dos transformadores, así como los resultados de las sintonizaciones en MATLAB-Simulink.

En el Capítulo 4 se extraen las principales conclusiones del trabajo resaltando los puntos más relevantes con que se lleva a cabo la validación del modelo y con recomendaciones para trabajos futuros.

En el capítulo 5 se detalla toda bibliografía en formato IEEE necesaria para la elaboración de este trabajo, así como los anexos que sustentan el trabajo realizado.

1.1 OBJETIVOS

El objetivo general de este Proyecto Técnico es: Sintonizar los parámetros de secuencias positiva, negativa y cero de un transformador trifásico de 50 [kVA] a partir de mediciones de eventos de fallas monofásicas y bifásicas a tierra, y ajustes de curvas simuladas y medidas utilizando métodos de optimización no lineal mediante una rutina de cálculo desarrollado en MATLAB-Simulink.

Los objetivos específicos del Proyecto Técnico son:

1. Estructurar un modelo adecuado de un transformador trifásico ante eventos de fallas monofásicas y bifásicas a tierra sustentado teóricamente en el software MATLAB-Simulink.
2. Realizar pruebas estándar, según las normas internacionales para obtener los parámetros iniciales de secuencias del transformador trifásico de 50 [kVA], es decir las pruebas de corto circuito, prueba de vacío y pruebas de secuencia cero.
3. Adquirir las curvas de corriente de cortocircuito a la salida de los terminales del lado de bajo voltaje de un transformador trifásico de 50 [kVA] ante eventos de fallas monofásicas y bifásicas a tierra simuladas en el Laboratorio de Máquinas Eléctricas de la Escuela Politécnica Nacional.
4. Comparar las curvas de corriente de cortocircuito a la salida de los terminales del lado de bajo voltaje de un transformador trifásico de 50 [kVA] obtenidos en MATLAB-Simulink.

- Sintonizar los parámetros de secuencia mediante los métodos de optimización no lineal disponibles en la herramienta "Parameter Estimation" de MATLAB.

1.2 ALCANCE

En este proyecto se determinará los parámetros de secuencia (Z_+ , Z_- , Z_0) de un transformador trifásico, mediante un modelo estructurado en MATLAB-SIMULINK frente a eventos de fallas monofásicas y bifásicas a tierra, el cual, con la ayuda de los datos que serán obtenidos de las mediciones de corriente de cortocircuito a la salida de los terminales del lado de bajo voltaje realizadas en el Laboratorio de Máquinas Eléctricas de la Escuela Politécnica Nacional (EPN), se ingresarán al modelo para obtener los parámetros mencionados.

Este proyecto incluirá una parte práctica, en donde se desarrollarán pruebas para medir la impedancia de secuencia cero, prueba de cortocircuito y prueba de circuito abierto, bajo los estándares internacionales para obtener los parámetros de secuencias (Z_+ , Z_- , Z_0). Además de esto, se realizará pruebas de cortocircuitos ante eventos de fallas monofásicas y bifásicas a tierra en uno de los transformadores didácticos de bobinas de 120V a 5A existentes en el Laboratorio de Máquinas Eléctricas para obtener curvas de corrientes de cortocircuito como punto de partida para validar el método.

Con el método validado, se procederá a realizar pruebas en el transformador trifásico de 50 [kVA] que se encuentra en el Laboratorio de Alto Voltaje para determinar los parámetros de secuencias (Z_+ , Z_- , Z_0) bajo normas internacionales.

En la Tabla 1.1. se detallan los datos de placa del transformador trifásico tomada de la tesis en la cual ya se utilizó el mismo equipo [1]:

Tabla 1.1. Datos de placa del transformador para prueba [1].

| TRANSFORMADOR TRIFÁSICO | | | | | | | | |
|-------------------------|------|----------|-------|------------|--------|---------|-------|---|
| Marca | | ELIN | | Año | | 1965 | | |
| Tipo | | OD 51/10 | | N° serie | | 1077117 | | |
| Frecuencia | | 60 | Hz | Conexión | | Dy5 | | |
| Potencia | | 50 | [kVA] | Impedancia | | 3.95 | % | |
| Primario | | | | Secundario | | | | |
| 1 | 6300 | V | 4.82 | A | 231.13 | V | 125.2 | A |
| 2 | 6150 | | | | | | | |
| 3 | 6000 | | | | | | | |
| 4 | 5700 | | | | | | | |

Cabe mencionar que este transformador de 50 [kVA] actualmente se encuentra reconstruido en el Laboratorio de Alto Voltaje. Este transformador ha servido para el desarrollo de dos temas de tesis en el cual se han realizado varias pruebas eléctricas [1]. En las pruebas de secuencia cero se tomarán en cuenta el neutro para las respectivas conexiones en el lado de bajo voltaje.

En las pruebas del transformador de 50 [kVA] frente a eventos de cortocircuitos monofásico y bifásicos a tierra, se alimentará por el lado de alto voltaje a un máximo de 500 [V], debido a las limitaciones físicas del Laboratorio de Máquinas Eléctricas, donde no se dispone de una fuente a 6300 [V], por lo que se alimentará al voltaje indicado.

Para finalizar, se sintonizarán los valores de la parte de simulación y de la parte experimental obtenidos del modelo, donde serán comparados entre sí mediante una rutina de cálculo desarrollada en MATLAB-Simulink para la obtención de los nuevos parámetros.

1.3 MARCO TEÓRICO

1.3.1 EL TRANSFORMADOR

El transformador es uno de los equipos más importantes del sistema eléctrico. Permiten convertir el voltaje dado de un sistema en otro valor de voltaje, de la misma frecuencia a la misma potencia. Las corrientes en el lado de alto voltaje y bajo voltaje son inversamente proporcionales a sus voltajes dados, para poder mantener la potencia que se entrega en el dispositivo. Para transportar la energía eléctrica a largas distancias se debe elevar el voltaje, esto se hace para que tenga pocas pérdidas y una vez que llega a su destino se debe reducir al nivel que se vaya a necesitar [10].

Las pérdidas en líneas de transmisión de un sistema eléctrico son proporcionales al cuadrado de la corriente, si se eleva el voltaje con un transformador 10 veces el voltaje que se quiere transmitir, la corriente se reducirá 10 veces y las pérdidas en las líneas unas 100 veces serán reducidas. En los sistemas eléctricos modernos los transformadores elevan su voltaje entre 138 [kV] y 500 [kV] para ser transmitido con pocas pérdidas a largas distancias. A continuación, los transformadores para su distribución local bajan los niveles de voltaje entre 6 [kV] y 34.5 [kV] para que los usuarios puedan utilizar con seguridad la potencia eléctrica en hogares, trabajos, oficinas a un voltaje de 220/127 [V] [10].

1.3.1.1 Polaridad de los transformadores eléctricos

Designación de terminales:

| AMERICANO | EUROPEO |
|--|----------|
| Alto Voltaje: H1, H2,....., Hn | U, V, W. |
| Bajo Voltaje: x1, x2,....., xn, siendo x0 el neutro. | u, v, w. |

La polaridad se utiliza para conectar adecuadamente los arrollamientos del transformador para implementarlos en paralelo, donde se realizan conexiones trifásicas internas o externas y obtener bancos de transformadores; para ello es necesario la marca de polaridad que presenta los negativos o positivos donde indica las direcciones relativas instantáneas de corrientes en los terminales del transformador, evitando así un cortocircuito por flujo contrario de corriente [10].

1.3.1.1.1 Polaridad

En la Figura 1.1 se representan los puntos o marcas de polaridad que puede estar conectados como se indica en la Figura 1.2 dando la polaridad aditiva y sustractiva, pues el punto indicará el terminal por el cual ingresa la corriente al bobinado y por tanto es el borne de mayor potencial [10].

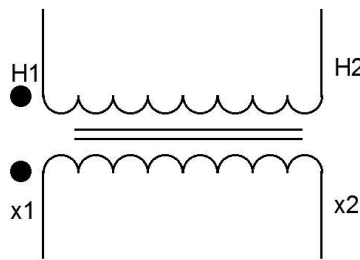


Figura 1.1. Representación esquemática de los puntos de polaridad [10].

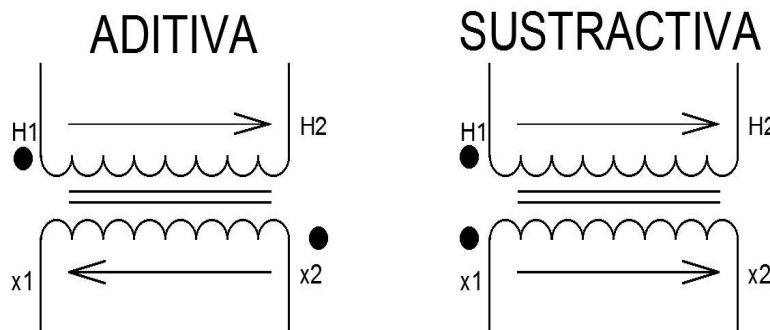


Figura 1.2. Representación esquemática de polaridad aditiva y sustractiva [10].

1.3.1.1.2 Chequeo de polaridad

Este chequeo se realiza cuando en un transformador no posee designación en sus terminales y se realiza de la siguiente manera:

Se aplica a los terminales de alto voltaje una fuente aproximada de 120V; cortocircuitando los terminales adyacentes de alto y bajo voltaje correspondientes de un mismo lado y en los terminales restantes se coloca un voltímetro, como se observa en la Figura 1.3 [10].

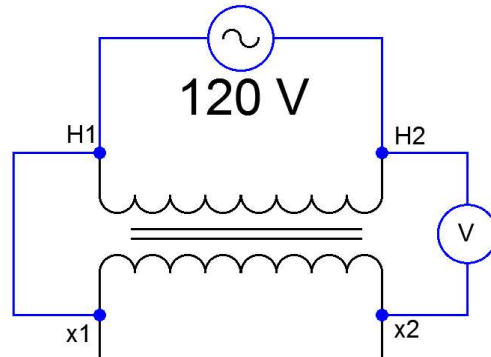


Figura 1.3. Esquema de conexión para determinar la polaridad en los devanados de un transformador [10].

1. $V. \text{ leído} > V. \text{ Aplicado}$. - En este caso es un transformador **ADITIVO**.
2. $V. \text{ leído} < V. \text{ Aplicado}$. - En este caso es un transformador **SUSTRATIVO**.

1.3.1.2 Cambio de base

La impedancia en por unidad de un elemento del sistema eléctrico, generalmente, se expresa sobre una base diferente de la seleccionada en el lugar donde la componente se encuentra, siendo necesario convertir las impedancias en por unidad de una base a otra, ya que al realizar los cálculos todas las impedancias del sistema se deben expresar sobre la misma impedancia base. Este cambio se realiza con ayuda de las Ecuaciones 1.1, 1.2 y 1.3 [11].

En la Ecuación 1.1 es el cambio de base de ohm al valor en p.u. sobre las bases viejas y dividida para la nueva impedancia base [11].

$$Z_{pu_{nueva}} = Z_{pu_{vieja}} \cdot \left(\frac{V_{vieja}}{V_{nueva}} \right)^2 \cdot \left(\frac{S_{nueva}}{S_{vieja}} \right) \quad (1.1)$$

La Ecuación 1.2 indica la impedancia en por unidad nueva para cualquier elemento [11].

$$Z_{pu_{nueva}} = Z_{pu_{vieja}} \cdot \frac{Z_{b_{vieja}}}{Z_{b_{nueva}}} = \frac{Z_{actual}}{Z_{b_{nueva}}} \quad (1.2)$$

La Ecuación 1.3 presenta la impedancia en por unidad vieja para cualquier elemento [11].

$$Z_{pu_{vieja}} = \frac{Z_{real}}{Z_{b_{vieja}}} = \frac{Z_{real}}{Z_{b_{nueva}}} \quad (1.3)$$

1.3.1.3 Elementos de protección de transformadores

1.3.1.3.1 Fusible Dual

Los fusibles duales sirven para usarlos en tubos portafusibles de cortocircuitos donde se los puede intercambiar. Utilizados en la protección de transformadores de distribución en el lado de medio voltaje. El diseño de este fusible debe ser tal que en su conexión, construcción y disposición debe minimizar el riesgo de incendios y los daños a las instalaciones sean mínimas. Estos cumplen requerimientos internacionales establecidos por la norma MTC 2132, 2133, ANSI C37.42 o equivalente. Su construcción se puede ver en la Figura 1.4 [12].



Figura 1.4. Estructura del fusible dual. [12].

1.3.1.3.2 Porta Fusible

Estos dispositivos tienen un elemento fusible interiormente que se encuentra calibrado cuando pasa una determinada corriente que alcance su punto de fusión e interrumpa el paso de la corriente eléctrica a través de él. Para que nuevamente se pueda restituir la circulación de la corriente se coloca de nuevo el elemento al porta fusible y se vuelve a conectar. Los porta fusibles son de operación unipolar, por lo que en caso de existir una falla en una de las fases no es necesario desconectar las otras fases sino solo la fase fallada [13].

1.3.1.3.3 Fusible Tipo Expulsión

Está compuesto por un elemento fusible y por un tubo para la extinción del arco eléctrico, este fusible confiere la característica de tiempo inverso, y el tubo que extingue el arco, está compuesto por materiales que emiten gases dieléctricos, ver Figura 1.5. [13].



Figura 1.5. Seccionador tipo expulsión [13].

1.3.1.3.4 Alambre fusible

Es un conductor que permite el paso de corriente hasta su punto de fusión, cuando existe alguna falla, es muy fácil de remplazarlo y a la vez es muy económico. Están diseñados para soportar valores de 40 [A], 50 [A], 60 [A] y 80 [A], como se puede apreciar en la Figura 1.6. [13].



Figura 1.6. Bobina de alambre fusible de 60 [A] [13].

1.3.2 IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DE FASES

Las impedancias de secuencia de un equipo o componente del sistema de potencia son las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero. Se definen de la siguiente manera [14].

1.3.2.1 Secuencia positiva

La impedancia de secuencia positiva de un equipo es la impedancia que presenta por el equipo al flujo de corrientes de secuencia positiva. Estas componentes de secuencia positiva están formadas por tres vectores de igual magnitud con desfases de 120° , donde estos siguen una misma secuencia, esto se puede observar en la Figura 1.7 c.

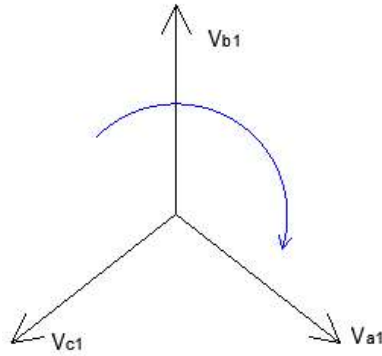


Figura 1.7. Componentes de secuencia positiva para voltajes trifásicos [14].

1.3.2.2 Secuencia negativa

La impedancia de secuencia negativa o cero del equipo es la impedancia ofrecida por el equipo al flujo de la corriente de secuencia correspondiente. Estas componentes de secuencia negativa están formadas por tres vectores con desfases de 120° y con igual magnitud, donde, siguen una diferente secuencia, esto se observa en la Figura 1.8 [14].

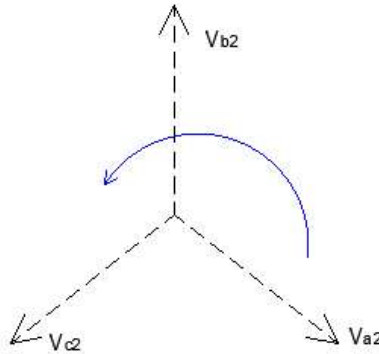


Figura 1.8. Componentes de secuencia negativa para voltajes trifásicos [14].

1.3.2.3 Secuencia cero

Los componentes de secuencia de fase cero involucran al neutro y surgen de condiciones de falla a tierra asimétrica y cargas desequilibradas. Por otro lado, los armónicos 3° , 6° , 9° , etc., también forman un conjunto de secuencia cero. Los tres componentes de secuencia cero son iguales en magnitud y fase, como se indica en la Figura 1.9. Por lo tanto, solo pueden fluir donde exista un camino para su retorno al punto de tierra. Las impedancias de secuencia cero de los componentes del sistema de energía (generadores, líneas aéreas, transformadores, etc.) son considerablemente diferentes de los valores de impedancia positiva y negativa, y los datos deben obtenerse de los fabricantes [15].

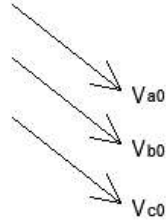


Figura 1.9. Componentes de secuencia cero para voltajes trifásicos [14].

Para un circuito estático simétrico trifásico sin voltajes internos como transformadores y líneas de transmisión, las impedancias de las corrientes de cualquier secuencia son las mismas en las tres fases; también las corrientes de una secuencia particular producirán una caída de la misma secuencia o un voltaje de una secuencia particular producirá una corriente de la misma secuencia solamente, lo que significa que no hay acoplamiento mutuo entre las redes de secuencias [14].

Como para un dispositivo estático, la secuencia no tiene importancia, las impedancias de secuencia positiva y negativa son iguales; La impedancia de secuencia cero que incluye la impedancia del camino de retorno a través del suelo, en el caso general, es diferente de la impedancia de secuencia positiva y negativa [14].

1.3.2.4 Determinación de componentes simétricos

Para expresar estos vectores en función de la suma de sus componentes se tiene como se observa en la Figura 1.10.

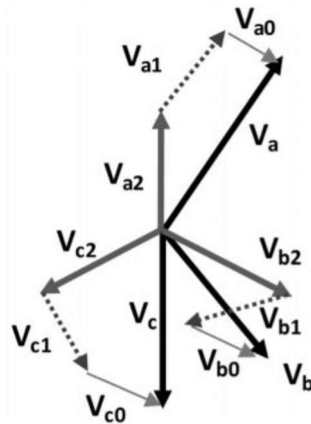


Figura 1.10. suma vectorial de componentes de secuencias para voltajes trifásicos [16].

El teorema de Fortescue se cumple cuando el sistema trifásico tiene sus componentes simples sean V_a , V_b e V_c el sistema se representa de la siguiente manera:

En la Ecuación 1.4 se observa la suma de componentes de voltajes en la fase a [16].

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \quad (1.4)$$

En la Ecuación 1.5 presenta la suma de componentes de voltajes en la fase b [16].

$$V_b = V_{b1} + V_{b2} + V_{b0} \quad (1.5)$$

En la Ecuación 1.6 se indica la suma de componentes de voltajes en la fase c [16].

$$V_c = V_{c1} + V_{c2} + V_{c0} \quad (1.6)$$

Para obtener en forma matricial los voltajes de secuencias se hará uso de este operador $a \leq 120^\circ$:

La Ecuación 1.7 es la ecuación matricial de las componentes simétricas del conjunto fasorial inicial V_a, V_b, V_c en función de los fasores de referencia V_{a1}, V_{a2}, V_{a0} [16].

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a1} \\ V_{a2} \\ V_{a0} \end{bmatrix} \quad (1.7)$$

La Ecuación 1.8 es la ecuación matricial de las componentes simétricas de los fasores originales [16].

$$\begin{bmatrix} V_{a1} \\ V_{a2} \\ V_{a0} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (1.8)$$

La Ecuación 1.9 es la ecuación matricial de las componentes simétricas de fasores de corrientes de falla [16].

$$\begin{bmatrix} I_{a1} \\ I_{a2} \\ I_{a0} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (1.9)$$

La Ecuación 1.10 es la ecuación matricial de los voltajes de secuencia expresados en términos de corriente de secuencia y de impedancia de secuencias de Thevenin para el análisis de componentes simétricos en fallas asimétricas [16].

$$\begin{bmatrix} V_{a1} \\ V_{a2} \\ V_{a0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_1 & 0 & 0 \\ 0 & Z_2 & 0 \\ 0 & 0 & Z_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a1} \\ I_{a2} \\ I_{a0} \end{bmatrix} \quad (1.10)$$

En caso de tener una carga conectada a la red en estrella como se indica en la Figura 1.11 se obtiene una ecuación en forma de matriz como se indica en la ecuación 1.11.

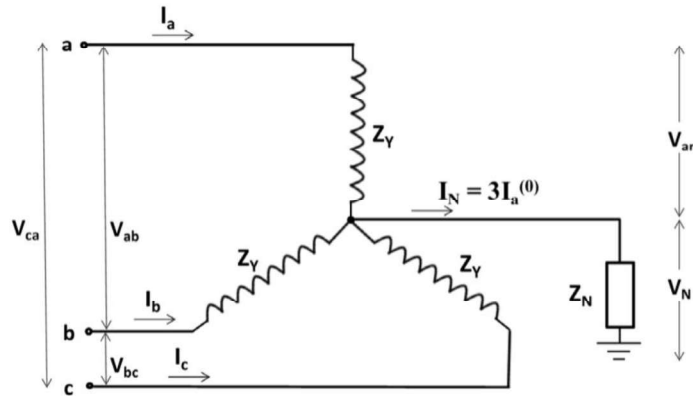


Figura 1.11. Conexión de una red de secuencias en estrella con carga de un sistema trifásico [16].

La Ecuación 1.11 es la ecuación matricial de una red de secuencias en estrella con carga de un sistema trifásico [16].

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (Z_Y + 3Z_N) & 0 & 0 \\ 0 & Z_Y & 0 \\ 0 & 0 & Z_Y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \quad (1.11)$$

Donde:

V_{ac} ; V_{ab} ; V_{cb} : voltajes de línea.

V_{an} ; V_N : voltaje fase neutro en a y voltaje neutro.

I_N : corriente de neutro.

I_a ; I_b ; I_c : corrientes de fase.

Z_Y : impedancia de fase.

Z_N : impedancia de neutro.

1.3.2.4.1 Determinación de secuencia cero

De la ecuación matricial 1.11 para la secuencia homopolar o secuencia cero se obtiene la ecuación 1.13 obteniéndose de igual forma del circuito equivalente de secuencia cero como se indica en la Figura 1.12. [14].

En la Ecuación 1.13 se relaciona la corriente y el voltaje de secuencia cero [14].

$$V_{a0} = (Z_Y + 3Z_N)I_{a0} = (Z_0)I_{a0} \quad (1.13)$$

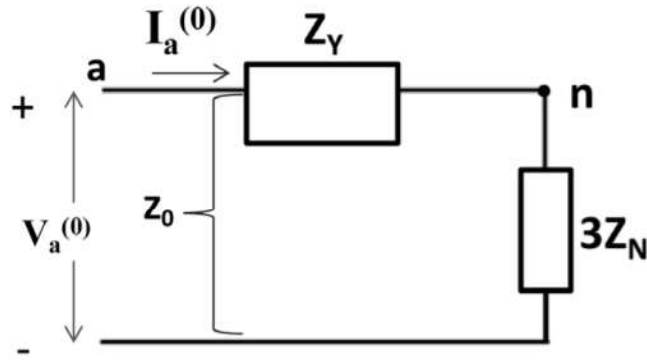


Figura 1.12. Circuito equivalente de secuencia cero [14].

1.3.2.4.2 Determinación de secuencia positivas

De la ecuación matricial 1.11 para la secuencia positiva se obtiene la ecuación 1.15. Obteniéndose de igual forma del circuito equivalente de secuencia positiva como se indica en la Figura 1.13. [14].

La Ecuación 1.15 indica la relación entre la corriente y el voltaje de secuencia positiva [14].

$$V_{a1} = Z_Y I_{a1} = Z_1 I_{a1} \quad (1.15)$$

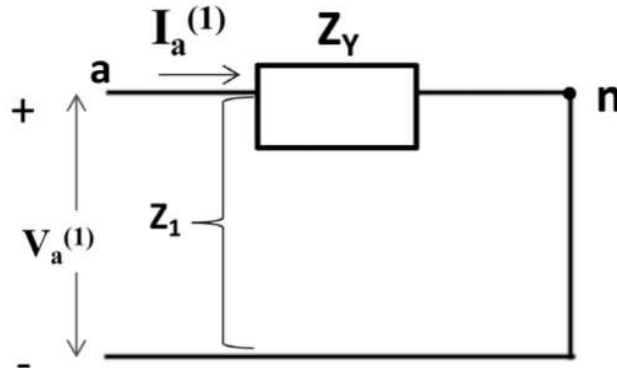


Figura 1.13. circuito equivalente de secuencia positiva [14].

1.3.2.4.3 Determinación de secuencia negativas

De la ecuación matricial 1.11 para la secuencia negativa se obtiene la ecuación 1.16. Obteniéndose de igual forma del circuito equivalente de secuencia negativa como se indica en la Figura 1.14. [14].

La Ecuación 1.16 relaciona la corriente y el voltaje de secuencia negativa [14].

$$V_{a2} = Z_Y I_{a2} = Z_2 I_{a2} \quad (1.16)$$

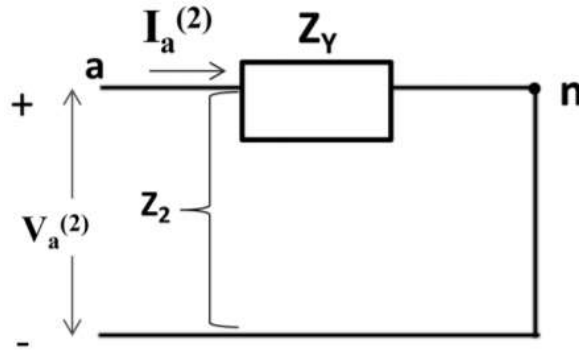


Figura 1.14. circuito equivalente de secuencia negativa [14].

En una red eléctrica conectada en triángulo no se aplica el estudio de la impedancia secuencia cero, debido a que este no posee una conexión de neutro con paso a tierra. Gracias al estudio de impedancias de secuencias se da la posibilidad de un análisis de fallas, sobretensiones en los sistemas de potencia y un análisis de cortocircuitos en redes eléctricas [14].

Es preciso tener un modelo para un análisis del tipo de falla y esto se puede observar en las Figuras del 1.15 al 1.18. Como se observa, se puede realizar un modelo equivalente para cada tipo de elemento como son líneas de transmisión, transformadores de potencia y maquinas sincrónicas dentro de un sistema eléctrico de potencia, donde, indican modelos para fallas trifásicas, monofásicas, bifásicas y bifásicas a tierra [14].

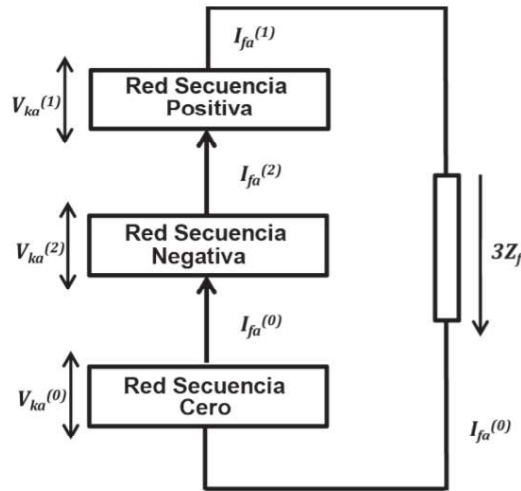


Figura 1.15. Modelos de una red de impedancia de secuencias para una falla trifásica[14].

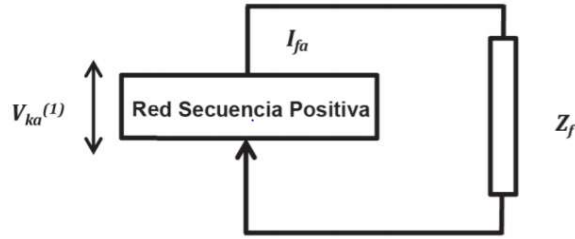


Figura 1.16. Modelos de una red de impedancia de secuencias para una falla monofásica [14].

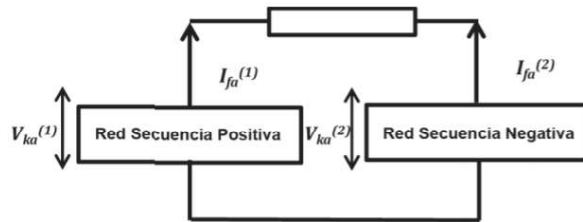


Figura 1.17. Modelos de una red de impedancia de secuencias para una falla bifásica [14].

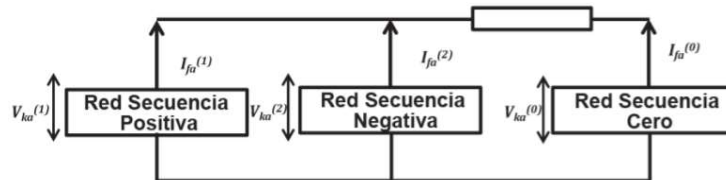


Figura 1.18. Modelos de una red de impedancia de secuencias para una falla bifásica a tierra [14].

1.3.3 CÁLCULO DEL ERROR

Existen un tratamiento de errores de medida ya sean estos directos o indirectos y se los clasifica en:

1.3.3.1 Error absoluto

Se calcula con la diferencia entre el valor medido y el exacto, dependiendo el primer valor es mayor o menor, el valor puede salir negativo o positivo, la unidad con la que queda es la misma de las medidas [17].

1.3.3.2 Error relativo

Es la división entre el valor absoluto y el exacto, al multiplicar por cien, este se convierte en porcentaje de error (%) [17].

1.3.3.3 Ajuste de curvas

Este método es un proceso donde, dado un conjunto de puntos $\{x, y\}$ de N pares (“ x ” la variable independiente e “ y ” la variable dependiente), se obtendrá la función matemática $f(x)$ tal que la suma de los cuadrados de la diferencia entre la correspondiente calculada mediante funciones y la real en cada punto, sea mínima [18].

La Ecuación 1.17 permite saber el valor del error cuando el valor cuadrático sea mínimo [18].

$$\varepsilon = \min \left(\sum_i^N (y_i - f(x_i))^2 \right) \quad (1.17)$$

Se debe tomar una función $f(x)$ genéricamente en función de los parámetros tal que se deben ajustar el valor de los parámetros de manera que el error cuadrático sea mínimo, ε . La típica forma de esta función es la de un polinomio de grado M [18]:

La Ecuación 1.18 es el ajuste lineal para $M=1$ [18].

$$f(x) = a_0 + a_1x \quad (1.18)$$

En la Ecuación 1.19 se tiene un ajuste parabólico para $M=2$ [18].

$$f(x) = a_0 + a_1x + a_2x^2 \quad (1.19)$$

También se tiene un conjunto de puntos que son datos unidimensionales en el espacio $k+1$ de tipo $\{x_i^{(1)}, x_i^{(2)}, \dots, x_i^{(k)}, \dots, y_i\}$.

En la Ecuación 1.20 indica la función que se ajusta a los puntos de k variables [18].

$$y = f(x^{(1)}, x^{(2)}, \dots, x^{(k)}) \quad (1.20)$$

Hay que considerar una dependencia lineal para realizar un ajuste multidimensional muy sencillo con respecto a las variables que depende.

En la Ecuación 1.21 presenta la función para ajuste multidimensional con dependencia lineal [18].

$$y = f(x^{(1)}, x^{(2)}, \dots, x^{(k)}) = a_0 + a_1x + a_2x^2 + \dots + a_kx^k \quad (1.21)$$

De tal manera que se minimice el error cuadrático respecto al conjunto de parámetros $\{a_0, a_1, a_k\}$, Es lo que se conoce como ajuste o regresión multilínea.

1.3.4 PRUEBAS NORMALIZADAS

Las pruebas de circuito abierto y de cortocircuito en un transformador determinan los parámetros de su circuito equivalente siendo estas convenientes y sin algún costo debido a que se efectúan sin cargar y a su total capacidad del transformador.

1.3.4.1 Prueba de circuito abierto

Esta prueba se realiza con el fin de determinar la corriente de magnetización y las pérdidas de hierro en el núcleo del transformador en la rama paralela en función del voltaje aplicado, como se aprecia en la Figura 1.19. Generalmente se alimenta por el lado de bajo voltaje y se mantiene los terminales del lado de alto voltaje abiertos, los equipos de medida se colocan en el lado de la alimentación a voltaje nominal en una de las ramas. Las mediciones que se realizan son voltaje de alimentación, corriente de magnetización y potencias, como se indica en la Figura 1.20. [4].

Al encontrarse los terminales abiertos en una rama del transformador, la fuente genera una potencia que se disipa en el núcleo en forma de calor, por esta razón la corriente de magnetización es muy pequeña por lo que se desprecia la resistencia del devanado [4].

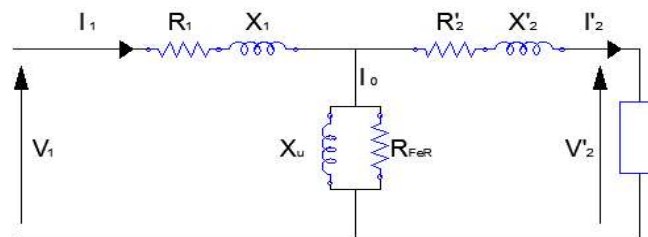


Figura 1.19. circuito equivalente de un transformador en circuito abierto [4].

Para la realización de los cálculos en la prueba de circuito abierto, se energiza al transformador por el lado de bajo voltaje y el lado de bajo voltaje pasa a ser primario porque en él recibe la fuente como se observa en la Figura 1.20.

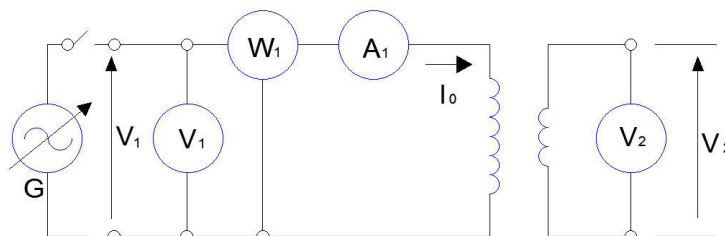


Figura 1.20. Diagrama para la realización de prueba en circuito abierto [4].

Los valores principales por determinar son:

- **Perdidas en el hierro:** en el bobinado primario a través de la medición de datos de un vatímetro (P_{Fe}).
- **Corriente:** del primario a través del amperímetro (A_1).

La Ecuación 1.22. indica la relación de transformación [4].

$$(a = \frac{V_1}{V_2}) \quad (1.22)$$

- **G:** Fuente de corriente alterna variable.

Para esto se procede a tomar lecturas de las mediciones de datos:

V_1 [V] trifásico; P [W]; Q [VAr] Utilizando el Analizador de redes.

A partir del triángulo de potencias los siguientes valores:

En la Ecuación 1.23 indica la potencia aparente [4].

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (1.23)$$

En la Ecuación 1.24 se presenta la función coseno del ángulo ϕ [4].

$$\text{Cos}\phi = \frac{P}{S} \quad (1.24)$$

La Ecuación 1.25 es la función seno del ángulo ϕ .

$$\text{Sen}\phi = \frac{Q}{S} \quad (1.25)$$

La Ecuación 1.26 representa la potencia activa trifásica en el lado primario del transformador [4].

$$P_1 = \sqrt{3} \cdot V_1 \cdot I_0 \cdot \text{Cos}\phi \quad (1.26)$$

La Ecuación 1.27 indica la corriente trifásica en el lado primario del transformador [4].

$$I_1 = \frac{I_0}{\sqrt{3}} \quad (1.27)$$

La Ecuación 1.28 se aprecia la corriente que pasa por la parte resistiva del hierro del núcleo del transformador [4].

$$I_{FeR} = I_1 \cdot \text{Cos}\phi \quad (1.28)$$

La Ecuación 1.29 es la parte resistiva del hierro del núcleo del transformador [4].

$$R_{FeR} = \frac{V_1}{I_{FeR}} \quad (1.29)$$

La Ecuación 1.30 indica la corriente magnética del hierro del núcleo del transformador [4].

$$I_\mu = I_1 \cdot \text{Sen}\phi \quad (1.30)$$

En la Ecuación 1.31 se aprecia la reactancia del núcleo del hierro del núcleo

$$X_\mu = \frac{V_1}{I_\mu} \quad (1.31)$$

La Ecuación 1.32 indica la inductancia magnética del transformador [4].

$$L_m = X_\mu / 2\pi f \quad (1.32)$$

Donde:

V_1 : Voltaje de alimentación línea trifásica en el lado primario.

I_1 : Corriente de fase en el lado primario.

I_0 : Corriente de línea en el lado primario.

P : Potencia activa.

Q : Potencia reactiva.

S : Potencia aparente.

I_μ : Corriente inductiva en el núcleo.

I_{FeR} : Corriente resistiva en el núcleo.

1.3.4.2 Prueba de cortocircuito

Esta prueba se realiza con el fin de determinar las pérdidas en los devanados, para esto, los terminales del primario se alimentan con una fuente regulable hasta la corriente nominal del secundario y los terminales del secundario se cortocircuitan obteniendo la corriente mencionada, como se aprecia en la Figura 1.21. Las mediciones de voltaje, corriente y potencia deberán realizarse cuando estén conectados sus devanados en el tap principal. En el lado del lado de alto voltaje, el voltaje se reduce entre el 4-10% del voltaje nominal, expresado en porcentaje, como se aprecia en la Figura 1.22. [4].

Las pérdidas en el núcleo del transformador son despreciables al igual que el flujo en el núcleo, esto se debe a que una fracción del voltaje nominal pasa por el lado del primario. Estas mediciones se las debe hacer de manera conjunta y mediante cálculos se puede

separar valores para determinar los parámetros de los devanados de corto circuito en el lado de bajo voltaje [4].

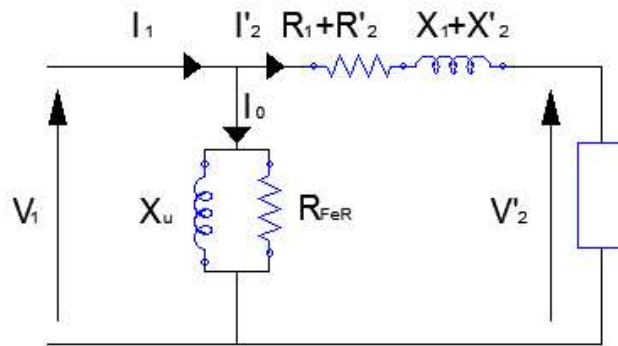


Figura 1.21. circuito equivalente de un transformador en cortocircuito [4] .

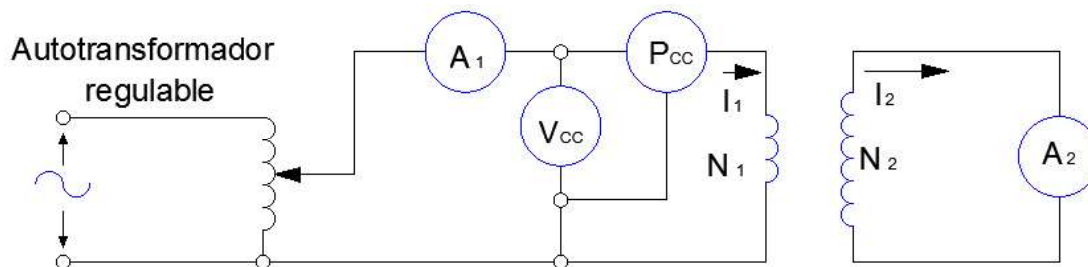


Figura 1.22. Diagrama para realizar la prueba de cortocircuito [4].

Para esto se procede a primeras mediciones de datos: V_{ccl} [V] ; I_{ccl} [A] ; P [w] ; Q [VAr]

La Ecuación 1.33 revela la potencia activa de la prueba de cortocircuito [4].

$$P_{cc} = \sqrt{3} \cdot V_{ccl} \cdot I_{ccl} \cdot \cos\phi \quad (1.33)$$

La Ecuación 1.34 es la impedancia de la prueba de cortocircuito [4].

$$Z_{cc} = \frac{V_{ccF}}{I_{ccl}} \quad (1.34)$$

La Ecuación 1.35 es la resistencia de la prueba de cortocircuito [4].

$$R_{cc} = Z_{cc} \cdot \cos\phi \quad (1.35)$$

En Ecuación 1.36 es la reactancia de la prueba de cortocircuito [4].

$$X_{cc} = Z_{cc} \cdot \sin\phi \quad (1.36)$$

En la Ecuación 1.37 se indica la resistencia de cortocircuito en función de R_1 y R_2 [4].

$$R_1 + a^2 \cdot R_2 = R_{cc} \quad (1.37)$$

La Ecuación 1.38 representa al factor de relación de transformación en el transformador didáctico Dyn5 [4].

$$a = \frac{V_1}{V_1/\sqrt{3}} = \sqrt{3} \quad (1.38)$$

La Ecuación 1.39 permite observar la resistencia en del lado primario [4].

$$R_1 = \frac{R_{cc}}{2} \quad (1.39)$$

En la Ecuación 1.40 se observa la resistencia reflejada [4].

$$R_2' = \frac{R_{cc}}{2} \quad (1.40)$$

En la Ecuación 1.41 se observa la resistencia del primario y la resistencia del primario reflejada son iguales [4].

$$R_1 = R_2' \quad (1.41)$$

En la Ecuación 1.42 se observa la resistencia del primario reflejada [4].

$$a^2 * R_2 = R_2' \quad (1.42)$$

La Ecuación 1.43 es la resistencia de cortocircuito en función de sus resistencias del lado primario y la resistencia del primario reflejada [4].

$$R_1 + R_2' = R_{cc} \quad (1.43)$$

En el lado primario:

La Ecuación 1.44 representa la reactancia en el lado primario [4].

$$X_1 = X_2' = \frac{X_{cc}}{2} \quad (1.44)$$

La Ecuación 1.45 indica la inductancia del lado primario [4].

$$L_1 = X_1/2\pi f \quad (1.45)$$

La Ecuación 1.46 representa la resistencia del lado primario en función de la resistencia de cortocircuito [4].

$$R_1 = \frac{R_{cc}}{2} \quad (1.46)$$

En el lado secundario:

La Ecuación 1.47 indica la reactancia en el lado secundario [4].

$$X_2 = \frac{X'_2}{a^2} \quad (1.47)$$

La Ecuación 1.48 representa la inductancia del lado secundario [4].

$$L_2 = X_2 / 2\pi f \quad (1.48)$$

En la Ecuación 1.49 se aprecia la resistencia en el lado primario en función de la resistencia de cortocircuito [4].

$$R_1 = R'_2 = \frac{R_{cc}}{2} \quad (1.49)$$

En la Ecuación 1.50 se aprecia la reactancia en el lado secundario[4].

$$R_2 = \frac{R'_2}{a^2} \quad (1.50)$$

Donde:

- P_{cc} : Potencia de cortocircuito en el lado de bajo voltaje.
- V_{ccl} : Voltaje de cortocircuito de línea en el lado de bajo voltaje.
- I_{ccl} : Corriente de cortocircuito de línea en el lado de bajo voltaje.
- V_{ccF} : Voltaje de cortocircuito de fase en el lado de bajo voltaje.
- Z_{cc} : Impedancia de cortocircuito en el lado de bajo voltaje.
- R_{cc} : Resistencia de cortocircuito en el lado de bajo voltaje.
- R_1 y R_2 : Resistencia del lado primario y secundario.
- R'_2 : Resistencia del primario reflejada hacia el lado secundario.
- X_1 y X_2 : Reactancia del lado primario y secundario.
- X'_2 : Reactancia del primario reflejada hacia el secundario.
- L_1 y L_2 : Inductancia del lado primario y secundario.

1.3.4.3 Prueba de secuencia cero

En los transformadores eléctricos es preciso conocer la impedancia cero para estudios con diversos fenómenos en redes de potencia trifásica en condiciones de desequilibrio. En una red eléctrica con carga simétrica, solamente aparecen las impedancias positiva y negativa; sin embargo, ante una perturbación asimétrica, la magnitud de las corrientes de

cortocircuito o sobretensiones en fallas monofásicas y bifásicas a tierra en estado estacionario, la red está gobernada por la impedancia de secuencia cero en su gran parte [3].

Para el transformador u otro elemento no rotativo de la red eléctrica las impedancias positiva y negativa son iguales razón por la cual hay que poner mayor atención a la impedancia cero. Por otra parte, el transformador dependiendo del tipo de conexión, construcción del núcleo en cuanto a su posición de sus devanados y a su circuito magnético va a tener diferentes características de impedancia de secuencia cero [3].

La impedancia de secuencia cero de un transformador se expresa en ohmios/fase a la frecuencia de la red y se obtiene conectando en paralelo las 3 bobinas de un transformador en estrella (Y) y su terminal neutro, tal como se indica en la Figura 1.23. [3].

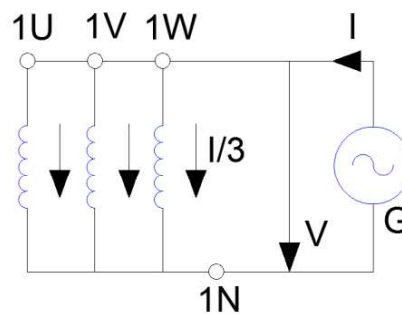


Figura 1.23. Esquema para determinar la impedancia cero [3].

Para que exista un valor de impedancia cero diferente de infinito en un transformador trifásico sus arrollamientos deben tener una conexión en estrella o zigzag. De igual manera es preciso que la red tenga neutro para que existan corrientes de secuencia cero.

Para el esquema de la Figura 1.23 la impedancia de cada fase individual será tres veces el valor medido.

La Ecuación 1.51 representa el cálculo de la impedancia de secuencia cero [3].

$$Z_0 = 3 \cdot \frac{V}{I} \quad (1.51)$$

Donde:

V = Voltaje aplicado fase neutro.

I = Corriente de prueba del neutro.

La impedancia de secuencia cero consta de dos componentes: resistiva cero (R_0) y reactiva cero (X_0). La R_0 es mucho mayor que la componente resistiva de la impedancia

positiva; aun así, la componente resistiva cero es mucho menor a su componente reactiva cero ($R_0 \ll X_0$), debido a esto se despreja la componente resistiva y la impedancia de secuencia cero solo queda en términos de reactancia [3].

1.3.4.3.1 Impedancia de secuencia cero de los transformadores en diferentes grupos de conexión.

La impedancia de secuencia cero puede ser muy diferente a la impedancia de secuencia positiva dependiendo también del grupo de conexión al que se encuentre el transformador [2].

Entre las conexiones más relevantes tenemos:

YN: Conexión del primario en estrella con neutro a tierra.

Y: Conexión del primario en estrella sin conexión a neutro

yn: Conexión del secundario en estrella con neutro a tierra.

y: Conexión del secundario sin neutro.

D: Conexión del primario en triángulo o delta.

d: Conexión del secundario en triángulo.

1.3.4.3.2 Procedimiento de medición

Para realizar la medición de secuencia cero en un transformador trifásico en conexión Ynd alimentado con una fuente monofásica se debe colocar en el lado de alto voltaje (AT) del transformador de la fuente transformadores de corriente y voltaje (CT, VT), banco de capacitores (C) y luego de ellos el transformador bajo prueba (TT), como se indica en la Figura 1.24. La medida debe realizarse a la frecuencia nominal [19].

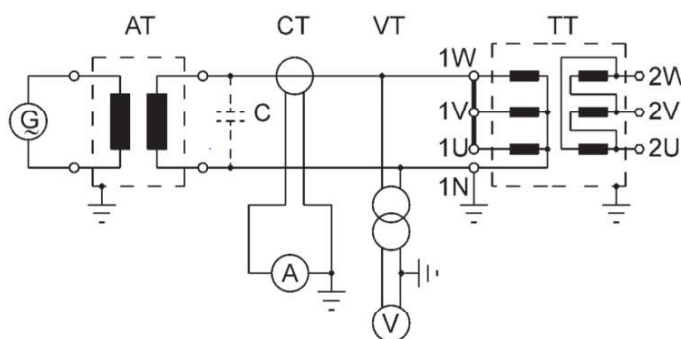


Figura 1.24. Circuito para la medición de la impedancia de secuencia cero [19].

Se debe tener en cuenta que el flujo de secuencia cero puede causar calentamiento excesivo en partes estructurales metálicas del transformador bajo prueba como el tanque,

tapa y construcción de sujeción. Por este motivo la corriente de medición no debe ser superior al 30% de la corriente nominal. La inyección de corriente nominal solo se permite por un tiempo muy corto (unos pocos segundos) y el voltaje aplicado no debe exceder el voltaje de fase a neutro que se produce durante el funcionamiento normal [19].

Para transformadores con el número de amperios vueltas equilibradas (cortocircuito), la medición de corriente puede ser tan alta como la corriente nominal. Las principales conexiones de prueba para la medición de impedancia de secuencia cero en diferentes condiciones de red con conexión al neutro y con el circuito equivalente correspondiente se indican en las Figuras 1.25, Figuras 1.26 y Figuras 1.27.

| No. | Transformador | Circuito de medición | Circuito equivalente de secuencia cero |
|-----|---------------|----------------------|--|
| 1 | | | |
| 2 | | | |
| 3 | | | |

Figura 1.25. Conexiones de prueba para medición de impedancia de secuencia cero, parte A [19].

| No. | Transformador | Circuito de medición | Circuito equivalente de secuencia cero |
|-----|---------------|----------------------|--|
| 4 | | | |

Figura 1.26. Conexiones de prueba para medición de impedancia de secuencia cero, parte B [19].

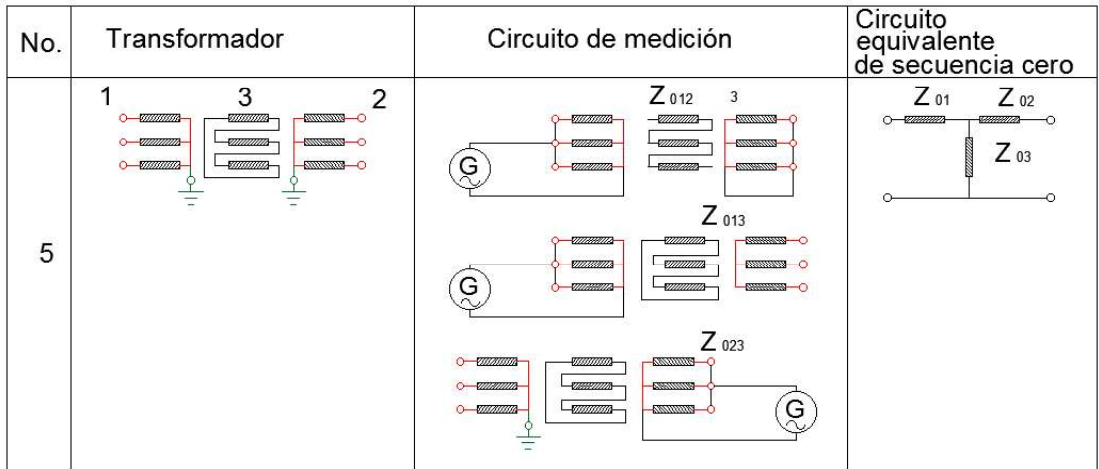


Figura 1.27. Conexiones de prueba para medición de impedancia de secuencia cero, parte C [19].

1.3.4.3.3 Impedancia de secuencia cero de un transformador Dyn

La impedancia de secuencia cero en un transformador puede diferir de la impedancia de secuencia positiva, dependiendo del grupo de conexión, esta impedancia de secuencia cero es menor que la impedancia de cortocircuito (secuencia positiva). En la práctica, los valores de la impedancia cero se encuentra entre el 80% y el 90% de Z_{cc} . En la norma IEC 60076-8 se presenta un valor de la impedancia de secuencia cero aproximado de 90% y 95% de la impedancia de cortocircuito[20].

Para la obtención del circuito equivalente de secuencia cero el correspondiente a la conexión Dyn triángulo-estrella con el neutro unido a la red, como se indica en la siguiente Figura 1.28. [21].

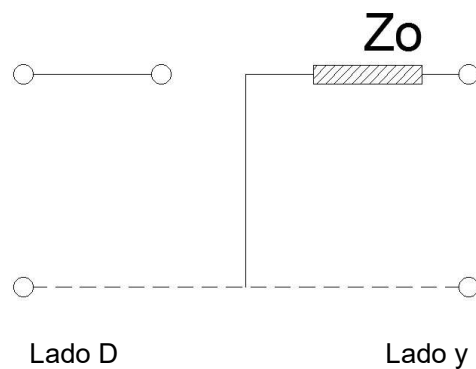


Figura 1.28. Circuito equivalente de secuencia cero en conexión Dyn [21].

1.3.4.3.4 Impedancia de secuencia cero vista desde el bobinado de AT y BT

Dependiendo si el arrollamiento alimentado es el arrollamiento externo o el arrollamiento interno la impedancia de secuencia cero tiene diferente valor, esto se debe al diferente camino por el cual se cierran las líneas de flujo de dispersión, el flujo disperso transcurre por el canal que separa a los arrollamientos [2].

1.3.4.3.5 Influencia de la cuba

Para un transformador trifásico estrella-triángulo con neutro a la red, su circuito equivalente de secuencia cero será como se indica en la siguiente Figura 1.29, pero con una impedancia de secuencia cero menor, ya que los flujos homopolares no se cierran por el núcleo magnético y se lo hace a través de un camino de alta reluctancia, como el aire y la cuba del transformador [21].

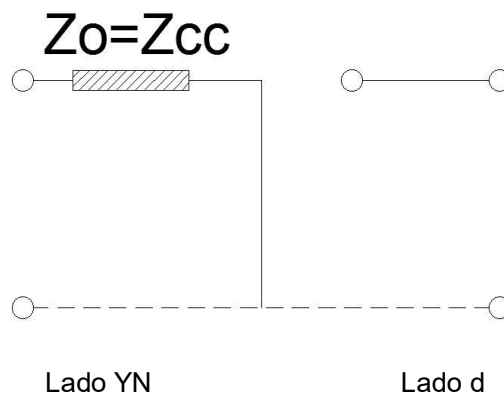


Figura 1.29. Circuito equivalente de secuencia cero en conexión YNd [21]

1.3.5 FALLAS MONOFÁSICAS A TIERRA Y BIFÁSICAS A TIERRA

1.3.5.1 Falla monofásica a tierra en sistemas trifásicos

La falla monofásica a tierra es una de las fallas asimétricas (causadas por líneas que caen a tierra, por cadena de aisladores que se rompen debido a las cargas de hielo, por daños permanentes en las torres y por fallas de los apartarrayos) que más ocurren en el sistema, es la falla que con más frecuencia se presenta. El 70% y 80% de las fallas ocasionadas en el sistema son fallas monofásicas a tierra. En la Figura 1.30 se observa una falla de una de las fases a tierra [14].

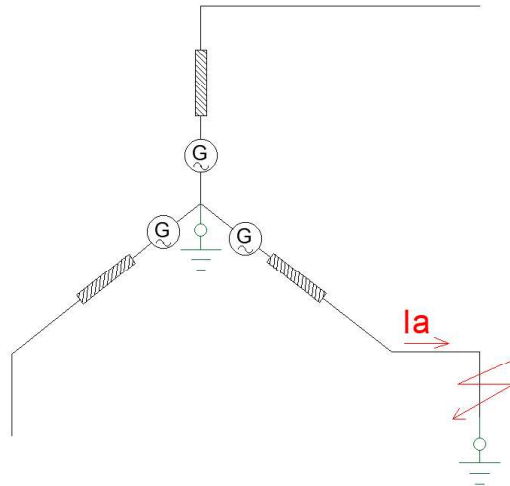


Figura 1.30. Falla monofásica a tierra en un circuito[14].

1.3.5.2 Falla bifásica a tierra en sistemas trifásicos

La falla bifásica es cuando dos de las fases se vinculan con la tierra, en la Figura 1.31 se evidencia que la corriente por la fase A se hace nula o se puede despreciar frente a la corriente de falla[14].

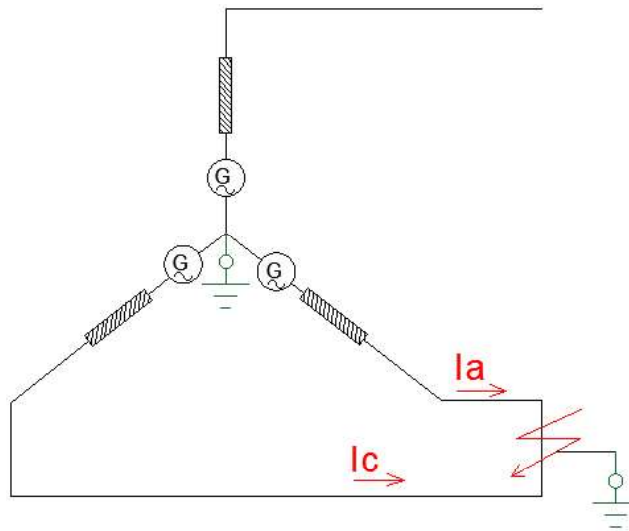


Figura 1.31. Falla bifásica a tierra en un circuito[14].

1.3.6 MEDICIÓN DE LA PUESTA A TIERRA

La conexión a tierra es una regla básica para la seguridad de la red eléctrica, sin ésta, existe el riesgo de la vida de personas y puede poner en peligro los equipos que se encuentran conectados en esta instalación. Es necesario controles que garanticen el pleno

funcionamiento de esta instalación. Para esto se ha desarrollado varios métodos, pero el que utilizaremos es el método de los tres polos [22].

1.3.6.1 El método de los tres polos o llamado del 62%

Este método hace la utilización de la referencia de potencial 0 [V] y de dos picas o electrodos los cuales permitan inyectar corriente. Para garantizar un valor más preciso el electrodo S se debe colocar al 62% de E en la recta EH como se puede apreciar en la Figura 1.32 [22].

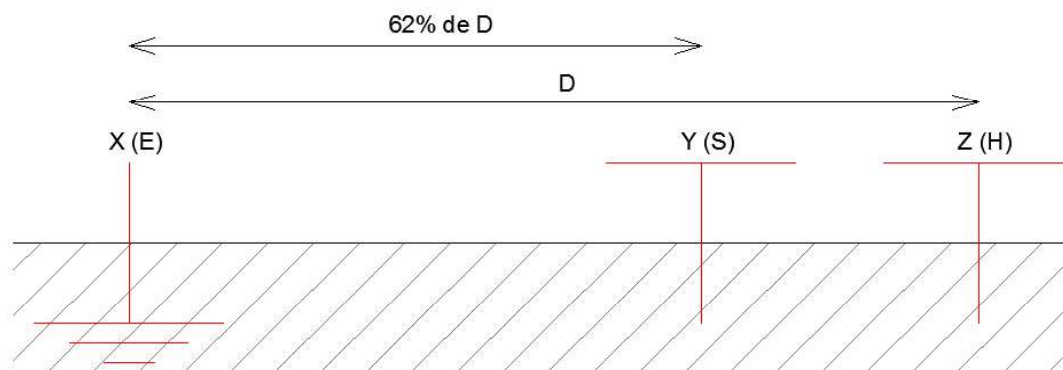


Figura 1.32. Esquema de conexión para medir la puesta a tierra con el método del 62% [22].

Es necesario ajustar y clavar los electrodos de tal manera que no se mueva en especial la pica S para que no varíe la medida. Al estar variando la medida es porque la pica S estén la zona de influencia y la solución que se da a esto es aumentar la distancia y nuevamente realizar las medidas. En los resultados se considera que la medición es correcta siempre y cuando estas medidas sean próximas a unos pocos porcentajes [22].

1.3.6.2 Resistencia de falla

Cuando existe una falla a tierra, la resistencia es el camino que existe entre el contacto a tierra y el conductor por lo tanto la corriente en un cortocircuito en ciertos casos depende de la impedancia de falla, que puede ser conformada por un arco eléctrico, puesta a tierra y presencia de algún objeto. La resistencia de puesta a tierra es predominantemente resistiva y este valor se dice que no depende de la corriente de falla. Debido a sus pequeños arcos entre partículas conductoras como el silicio y el carbón es de característica no lineal [23].

1.3.7 MÉTODOS DE OPTIMIZACIÓN DE MATLAB-SIMULINK

El estimador en un sistema es una descripción de un comportamiento el cual está representado por un modelo y una o varias parametrizaciones. Una vez escogido el modelo esta representación está dada en base de los parámetros del transformador que se

obtendrán de las pruebas a realizarse en las secciones 1.3.4.1, 1.3.4.2 y 1.3.4.3. En muchas de las ocasiones estos parámetros son medidos o calculados a partir de pruebas, leyes físicas, propiedades, etc. Cuando no pueden ser medidos o calculados, en muchas de las ocasiones se deducen observando el sistema según sus entradas. Cuando estos parámetros son constantes en tiempo la determinación es más simple y fundamentalmente cuando el sistema es lineal. Con simples técnicas ya sea en el dominio del tiempo o de la frecuencia pueden ser usados para el procesamiento desconocido de estos parámetros [24].

La optimización de un sistema permite que el trabajo sea más eficiente, con el objetivo de minimizar el error o maximizar una variable. En ingeniería se utilizan muchos métodos de optimización de funciones, en esta sección se detalla aquellos métodos que serán utilizados para la sintonización de curvas que utiliza MATLAB-Simulink [24].

1.3.7.1 Levenberg Marquadt

Este método iterativo Levenberg Marquadt es conocido también como el método de mínimos cuadrados amortiguado y se aplica a los problemas sin restricciones no lineales de estimación de parámetros. Cuando el problema involucra parámetros desconocidos, este método toma mucho tiempo en el cálculo de la matriz, especialmente, cuando son problemas no lineales. Este método ha sido aplicado exitosamente a problemas lineales que a su vez no tienen un mal planteamiento y no permiten que se aplique algoritmos lineales [25].

Este método es más robusto que el algoritmo de Gauss-Newton por lo que en muchos casos encuentra la solución incluso si comienza muy lejos del punto final. Se aplica a los ajustes de curvas de mínimos cuadrados donde se encuentra un conjunto de variables dependientes e independientes, donde encuentra los parámetros de modo que la suma de los cuadrados de las desviaciones se minimice [25].

1.3.7.2 Gradiente Descendente

Se dice que es un método de primer orden, porque puede calcularse mediante un proceso de optimización unidimensional. Es un algoritmo de entrenamiento muy conocido, simple y es el más largo en el cual se realizan iteraciones que van modificando sus parámetros hasta llegar a la función objetivo minimizada. Los parámetros están formados por derivadas parciales y valores propios del parámetro los cuales se modifican hasta llegar a minimizar su error [8].

Se representa con una función objetivo de forma convexa como se indica en la Figura 1.33. la cual, al converger tras iteraciones, va aproximando a su punto mínimo, como indica la

Figura 1.34. Las primeras iteraciones son con desplazamiento largos y al acercarse a su función objetivo mínima los desplazamientos van siendo más pequeños debido a las derivadas parciales, repitiéndose este proceso hasta que la función objetivo cumpla con el número de iteraciones propuestas por el usuario o hasta que cumpla la opción de parar la convergencia [8].

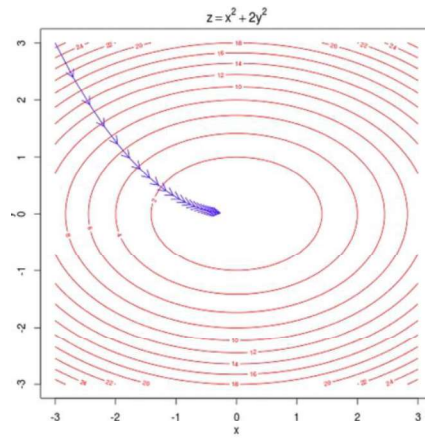
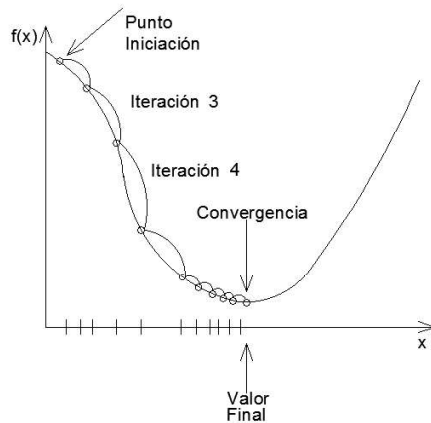


Figura 1.33. Método del gradiente descendente [8].

Figura 1.34. Iteraciones con valles largos y luego cortos al acercarse a su punto mínimo [8].

1.3.7.3 Conjunto Activo

Este algoritmo de optimización resuelve el problema de mínimos cuadrados lineales con variables no negativas utilizando el algoritmo de conjunto activo el cual debe cumplir con el objetivo de minimizar el error la función como lo hace el método del gradiente descendente. La única diferencia radica en que debe cumplir las condiciones de Karush-Khun-Trucker, donde exige que el gradiente sea cero en un valor máximo o mínimo en el que se tome en cuenta las restricciones. Para minimizar el error estas condiciones abordan soluciones de programación no lineal en donde considera igualdades y desigualdades como se indica en la Ecuación 1.52 [26].

La Ecuación 1.52 indica las condiciones de Karush-Khun-Trucker [26].

$$\begin{aligned}
 & \text{Minimizar } f(x) \\
 & g_i(x) \leq 0; h_i(x) = 0
 \end{aligned}
 \tag{1.52}$$

Este método converge cuando se haya alcanzado el mínimo global activo donde lo importante es convertir todas las desigualdades que se encuentren en igualdades que se encuentran asociadas al multiplicador de LaGrange. Debe cumplirse que todas las

restricciones para las igualdades se cumplan, caso contrario las variables negativas salen del conjunto activo y resuelve la siguiente y la siguiente, hasta llegar a minimizar la función objetivo [26].

1.3.7.4 Punto Interior

El algoritmo de punto interior resuelve problemas con límites y desigualdades o igualdades de programación lineal de la forma [27]:

En la Ecuación 1.53 se aprecia el problema de programación no lineal [27].

$$\begin{aligned} & \text{Min } c^T \cdot x \\ & h(x) \leq 0; \quad g(x) = 0 \end{aligned} \tag{1.53}$$

Donde:

c : vector de coeficientes de costo R^n

x : variables del problema en R^n

$g(x)$: vector de restricciones lineales de igualdad $R^n \rightarrow R^m$

$h(x)$: vector de restricciones lineales de desigualdad $R^n \rightarrow R^p$

Se debe realizar primeramente la transformación de restricción de todas las desigualdades y convertirlas en igualdades con añadiendo las variables de holgura, como se indica a continuación [27]:

La Ecuación 1.54 representa la función de igualdad método punto interior [27].

$$\begin{aligned} & \text{Min } c^T \cdot x \\ & h(x) + s \leq 0 \\ & g(x) = 0 \\ & s \geq 0 \end{aligned} \tag{1.54}$$

La condición de no negatividad puede realizarse introduciendo una condición de que todas las variables de holgura sean positivas [27].

1.3.7.5 Trust Region Reflective

Este método de optimización de región de confianza reflexiva, también denominado de paso restringido, la cual no se aplica restricciones a los problemas en donde la función objetivo toma argumentos vectoriales y los convierte en escalares ayudándose de una

función cuadrática para poner límites a la región en forma de una elipse. Una vez convertido en escalares los vectores de dirección y evaluada dentro y fuera de la región en cada iteración, con diferentes distancias desde los límites y cumpliendo que sean de menor valor que la función objetivo en cada una de ellas, estos nuevos puntos serán encerrados en una nueva región de confianza de menor diámetro lista para una nueva iteración hasta cumplir con el número de restricciones o la opción de paro [28].

Utiliza el método sin restricciones para minimizar la función objetivo, es decir, que la evaluación de aproximación de paro no se lo hace con una tendencia lineal en forma descendente, sino que se lo hace en cualquier dirección. Para realizar este método se debe utilizar las aproximaciones de Taylor y el gradiente de cada uno de los parámetros, gracias a esto y con la información con los otros elementos se podrá formar una matriz Hessianiana la cual utiliza derivadas parciales hasta de orden dos [28].

Ecuación 1.55 Aproximación de las series de Taylor [28].

$$\min \{q(s), s \in N\} \quad (1.55)$$

1.3.7.6 Programación Cuadrática Secuencial (SQP)

Es un método que funciona por medio de iteraciones para la solución en problemas de programación no lineales, en donde la función objetivo se la define con dos variables que están determinadas por restricciones lineales. Este método trabaja a cada variable que conforma la función objetivo como una aproximación cuadrática donde utiliza expansiones de Taylor y multiplicadores de LaGrange de tal manera se vaya acercando a la condición de paro las variables de la función objetivo en cada una de las iteraciones [27].

Dependiendo del error que se desea y de las condiciones iniciales para el algoritmo de búsqueda de los parámetros se tiene relación directa con el tiempo en cada convergencia, utilizando menor cantidad de tiempo gracias a la ayuda de la segunda derivada [27].

La Ecuación 1.56. es una ayuda para las series de Taylor de orden dos, en esta, indica una formación aproximada de LaGrange [27].

$$L(x, \lambda) = f(x) + \sum_{i=1}^m \lambda_i \cdot g_i(x) \quad (1.56)$$

1.3.7.7 Pattern y Simplex Search

Este método realiza la búsqueda óptima genera una malla de puntos alrededor del iterador actual, donde cada punto es una evaluación de un punto de la función objetivo. Cuando encuentra un punto que mejore a función objetivo, este cambia y pasa a ser el nuevo iterador. La iteración se mantiene en el punto siempre y cuando no haya encontrado puntos

mejores pero la malla va a seguir modificándose para encontrar ya sea en puntos lejanos o cercanos al punto donde se está iterando [29].

Este método no puede utilizarse en condiciones de desigualdad para generar la malla. En la Figura 1.35. Se observa que los puntos que se generan por el algoritmo corresponde al iterador del punto central [29].

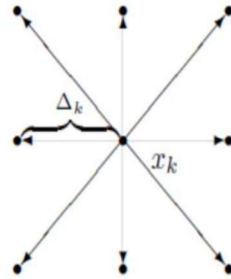


Figura 1.35. Malla formada por el método Pattern Search alrededor el punto de iteración [29].

La única diferencia del Simplex con el Pattern Search radica en que éste no respeta los límites inferiores y puede ir iterando hasta encontrar el punto más óptimo que mejore la función objetivo [29].

1.3.8 MODELO DEL TRANSFORMADOR TRIFÁSICO SELECCIONADO

Luego del análisis de la biblioteca de MATLAB-Simulink se escoge el modelo “Three-Phase Transformer (Two Windings)” pues, este cumple con todos los requerimientos de selección necesarios para cumplir con los objetivos del presente trabajo, como se indica en la Figura 1.36.

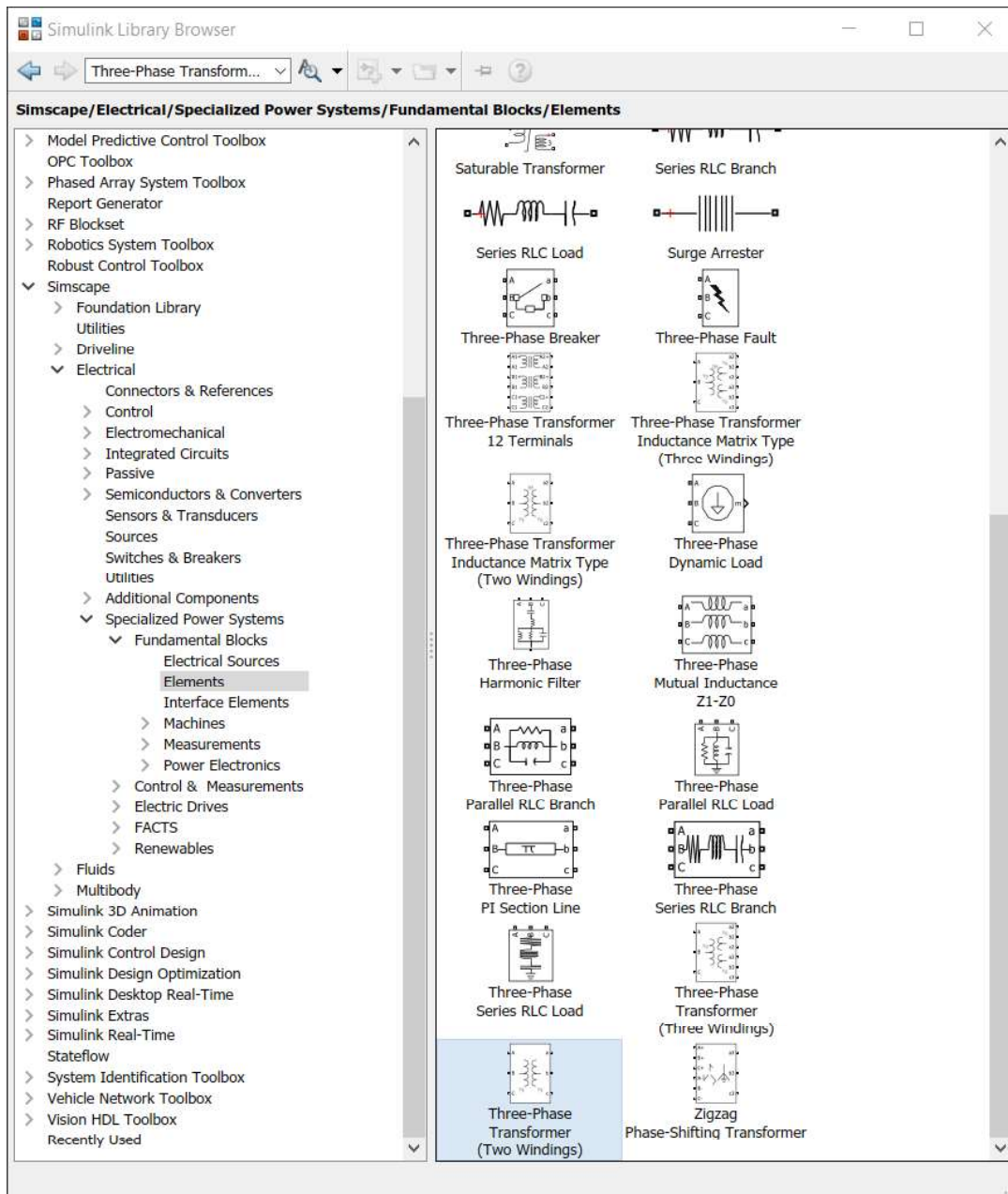


Figura 1.36. Ubicación del modelo seleccionado para la simulación del transformador trifásico (dos devanados).

Criterios de selección

El modelo del transformador trifásico a utilizar debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Los parámetros deben poseer la capacidad de ajustarse a los valores calculados en las pruebas de laboratorio.

- Debe poseer la capacidad de manejar los parámetros que se ingresan al modelo como variables para realizar la estimación, utilizando métodos de optimización con la herramienta de MATLAB “Parameter Estimation”.
- Debe tener la capacidad de realizar los mismos eventos que se realizan en el laboratorio, en la que se aplique un cortocircuito y se pueda obtener una respuesta que ayudará con la sintonización de los parámetros eléctricos.
- Este es un modelo que tiene una sustentación teórica y que se ha venido desarrollando con normas internacionales y que aún se encuentran activas en la biblioteca de MATLAB R2019a.

Modo de Operación

El bloque está constituido con tres transformadores monofásicos implantado en un transformador trifásico, como se observa en la Figura 1.37 [30].

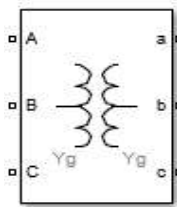


Figura 1.37. Transformador trifásico con conexión bobina configurable [30].

Los devanados se pueden conectar con la notación normalizada de bobinas, la primera letra corresponde al bobinado primario ya sea este en estrella o delta (Y o D) y con letra minúscula en el bobinado secundario (y o d) en estrella o delta.

Si se selecciona Y con neutro en cualquiera de las bobinas, aparecerá un puerto de N.

Para hacer una conexión, por ejemplo

Dy11. El parámetro de conexión de la bobina 1 se establece en D1, como se ve en la Figura 1.38 [30].

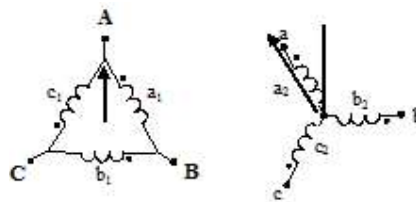


Figura 1.38. La bobina de bajo voltaje (y) es líder (D) de la bobina de alto voltaje de 30 grados [30]

En la Tabla 1.2 se explica cómo se pueden realizar muchas conexiones con rangos de 0 a 360 grados en pasos de 30 grados, combinando los grados de desplazamiento por la configuración D11 y D1 [30].

Tabla 1.2. Diferentes conexiones posibles que se pueden obtener [30].

| Posición del reloj | Desplazamiento de fase (grados) | Conexión | 1 conexión de la bobina | 2 la conexión de la bobina | Terminales de la bobina Delta para conectar a las fases ABC de la red |
|--------------------|---------------------------------|----------|-------------------------|----------------------------|---|
| 0 | 0 | Yy0 | Y | y | n/a |
| | | Dd0 | D1 | d1 | ABC |
| 1 | -30 | Yd1 | Y | d1 | ABC |
| | | Dy1 | D11 | y | ABC |
| 2 | -60 | Dd2 | D11 | d1 | ABC |
| 5 | -150 | Yd5 | Y | d1 | BCA |
| | | Dy5 | D11 | y | CAB |
| 7 | 150 | Yd7 | Y | d11 | CAB |
| | | Dy7 | D1 | y | BCA |
| 10 | 60 | Dd10 | D1 | d11 | ABC |
| 11 | 30 | Yd11 | Y | d11 | ABC |
| | | Dy11 | D1 | y | ABC |

En la Figura 1.39 se tiene como ejemplo en Yd5, esto se puede obtener conectando el bobinado primario en (Y) y el bobinado secundario en (d1) obteniéndose los terminales a la red [30].

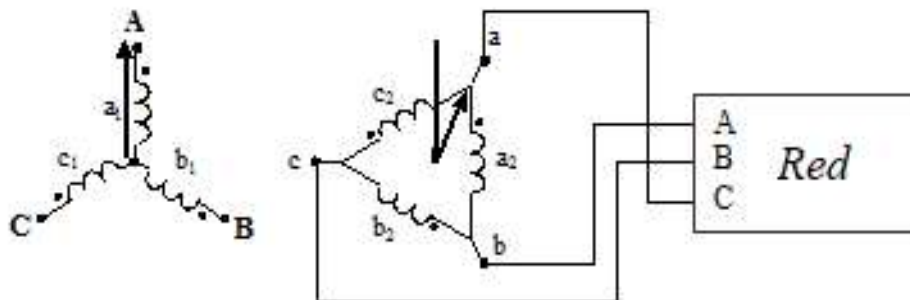


Figura 1.39. Obtención de la conexión Yd5 y sus nuevos terminales para conectar a la red [30].

Parámetros

Las conexiones para las bobinas con terminales ABC en la bobina 1 y con terminales abc en la bobina 2, las opciones son Y, Yn, Yg, D1 y D11.

Tipo

Seleccionar *Three-limb core (core-type)* y se trabajará con un transformador trifásico de tres ramas, tipo núcleo. Este tipo de modelo produce resultados exactos durante un evento de falla asimétrica. En la condición que dure el voltaje asimétrico, el flujo de secuencia cero de un transformador tipo núcleo vuelve fuera del núcleo, a través de un boquete de aire, acero estructural y un tanque. Así, la inductancia de secuencia cero natural L_0 de un transformador de núcleo de tipo es generalmente muy baja (típicamente $0,5 \text{ pu} < L_0 < 2 \text{ pu}$) en comparación con un transformador trifásico con tres unidades monofásicas ($L_0 > 100 \text{ pu}$). Este bajo valor de L_0 afecta a voltajes, corrientes, y desequilibra el flujo durante la operación lineal y saturada.

Bloque de parámetros

La Figura 1.40 indica los parámetros que permite ingresar en este bloque son los mismos que se calcularan en las pruebas en laboratorio a excepción de la saturación y el flujo inicial [30].

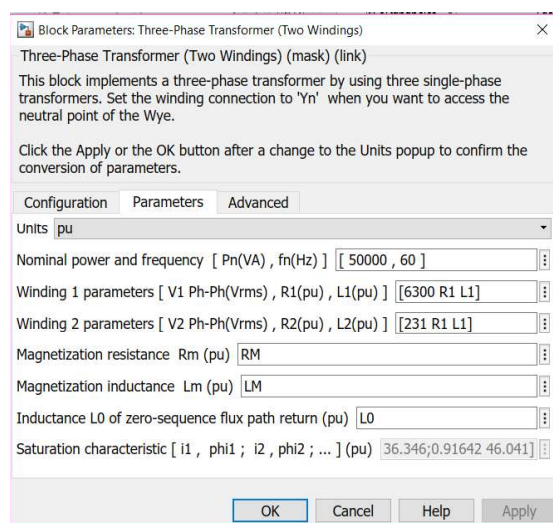


Figura 1.40. Bloque de parámetros del transformador trifásico de dos bobinados [30].

En primera instancia se debe escoger las unidades en las que se desea trabajar, en nuestro trabajo de titulación se escogerá en p.u. para evitar que los resultados en las simulaciones se vean reflejado desde la bobina 1 o la bobina 2.

La potencia que se debe trabajar será la nominal con una frecuencia de 60 [Hz].

Para los bobinados 1 y 2 se debe ingresar el voltaje en RMS, el valor de las resistencias e inductancias calculadas de las pruebas de laboratorio, tanto para el lado primario como para el lado secundario.

Para la parte de magnetización se debe ingresar los valores R_m y L_m , valores que son calculados de las pruebas de laboratorio.

Para la inductancia L_0 se da esta opción ya que la resistencia de secuencia cero es muy pequeña comparada a su parte inductiva y este valor se lo saca de las pruebas de laboratorio.

2 METODOLOGÍA

2.1 TRANSFORMADORES BAJO PRUEBA

La metodología que se propone para la sintonización de los parámetros de secuencia en un transformador trifásico se aplicará en primer lugar en un transformador didáctico del Laboratorio de Maquinas Eléctricas en el que se ejecutarán las pruebas para determinar las impedancias de secuencias (Z_+ , Z_- , Z_0) como se presenta en las secciones 2.2.1, 2.2.2 y 2.2.3. Para obtener las curvas de cortocircuito se realizarán dos eventos de fallas, uno monofásico a tierra y el otro bifásico a tierra como se indica en las secciones 2.2.4. y 2.2.5. cabe mencionar que las fallas contienen el efecto de la impedancia de secuencia cero. En esta primera parte se realizan todas estas pruebas en el transformador trifásico didáctico con conexión Dyn5 debido a que el transformador de 50 [kVA] tiene internamente esta conexión; para obtener los primeros valores y validar el modelo estructurado en MATLAB-Simulink. Por último, se realizará la sintonización de los parámetros de secuencias como se indica en la sección 2.4.

Como segunda parte se realiza el mismo procedimiento, pero ahora en el transformador de 50 [kVA] que se encuentra en el Laboratorio de Alto Voltaje. Se realizan las pruebas para determinar las impedancias de secuencias (Z_+ , Z_- , Z_0) como se indica en las secciones 2.2.1., 2.2.2. y 2.2.3. La realización de los eventos de fallas se indica en las secciones 2.2.4. y 2.2.5, en estos dos ítems, cuando se trabaja con el transformador de 50 [kVA] se debe alimentar el transformador por el lado de alto voltaje a 500 [V] debido a las condiciones físicas del Laboratorio de Maquinas Eléctricas razón por la cual no dispone de un voltaje de 6300 [V] para poder alimentarlo. Por último, se realizará la sintonización de los parámetros de secuencias como se indica en la sección 2.4.

2.1.1 TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DIDÁCTICO

El transformador que se indica en la Figura 2.1. es una maquina estática que tiene sus tres devanados de cada fase en un solo núcleo ferromagnético con bobinas de 120 [V] a 5 [A]. Esta máquina se encuentra en el Laboratorio de Maquinas Eléctricas de la Escuela Politécnica Nacional y es utilizada en prácticas de laboratorio de distintas materias, también se realizan pruebas eléctricas con distintos tipos de conexión, en nuestro caso: Dyn5 de igual manera esta máquina transforma magnitudes, ángulos de corrientes y voltajes en un sistema, y según la relación de transformación puede ser un transformador elevador o reductor.



Figura 2.1. Transformador trifásico bajo prueba ubicado en el Laboratorio de Maquinas Eléctricas de la EPN.

2.1.2 TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 50 [kVA]

En la Figura 2.2 se observa el transformador en el que se aplicará la metodología para determinar los parámetros de secuencias (Z_+ , Z_- , Z_0). Este transformador tiene internamente una conexión Dy5, razón por la cual se realizó la misma conexión en el transformador didáctico para obtener primeros valores. Cabe recalcar que este transformador ha servido para la realización de pruebas eléctricas en dos temas de tesis. Los datos de placa de este equipo se encuentran en la sección del alcance al inicio de esta tesis. En los eventos de falla, se alimentará a un voltaje reducido de 500 [V] y no al voltaje que necesita de 6300 [V] por disposición física en el Laboratorio de Maquinas Eléctricas, donde se realizará estos eventos.



Figura 2.2 Transformador trifásico de 50 [kVA] bajo prueba ubicado en el Laboratorio de Alto Voltaje de la EPN.

2.1.3 CONEXIÓN Dyn5

Es necesario conocer como está hecha esta conexión para poder realizar en el transformador didáctico del Laboratorio de Maquinas Eléctricas y de esta manera continuar

con las pruebas para el desarrollo de este trabajo de titulación, esto se puede apreciar en la Figura 2.3.

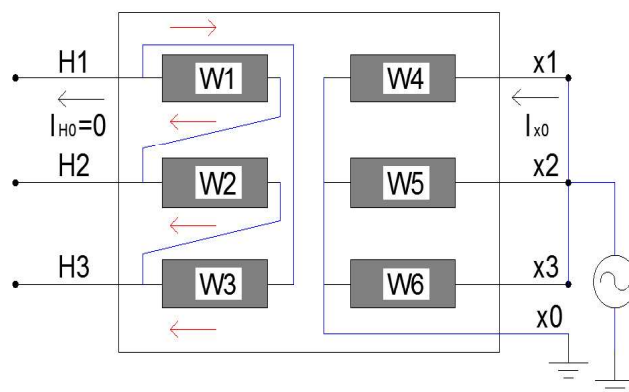


Figura 2.3. Conexión Dyn5 para la realización de las pruebas en los transformadores trifásicos.

2.2 PRUEBAS NORMALIZADAS PARA DETERMINAR LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIAS EN UN TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DIDÁCTICO Y DE 50 [kVA] CON CONEXIÓN Dyn5

La realización de estas pruebas en los transformadores se puede apreciar en la sección 1.3.4. del marco teórico. En el transformador didáctico para realizar primeramente la conexión a la cual se desea trabajar se debe verificar primero sus polaridades como se indica en la sección 1.3.1.1 del capítulo 1.

Una vez identificado las polaridades, se procede a realizar las conexiones necesarias en los arrollamientos hasta lograr la conexión Dyn5, debido a que el transformador de 50 [kVA] internamente tiene esta conexión.

Se procederá a trabajar con el transformador didáctico conectado en Dyn5 de la Figura 2.3 para la realización de la prueba de circuito abierto, para obtener los parámetros de magnetización y luego con la prueba de cortocircuito para encontrar los parámetros de las impedancias (Z_+ , Z_-). Una vez encontrados estos parámetros, se procederá a determinar la impedancia de secuencia cero mediante la guía de las normas internacionales que se detallan en el Anexo C.

Este proceso en primera instancia se realiza en el transformador didáctico para obtener valores a una escala menor y de esta manera validar el método propuesto. Una vez

validado el método se procederá a realizar las mismas pruebas, pero en el transformador de 50 [kVA].

2.2.1 PRUEBA DE CIRCUITO ABIERTO

Objetivo: Determinar los parámetros R_{FeR} y L_m del transformador trifásico.

Equipo de medida: Analizador trifásico Fluke 1735, pinza amperimétrica Fluke 337.

Fuente: Fuente de voltaje regulable de 60 [Hz]

Equipo de Prueba: Transformador trifásico didáctico de 5 [A] a 120 [V] en cada uno de sus bobinados y transformador trifásico de 50 [kVA].

Esta prueba se realizará basada en la norma de la IEEE Std C57.12.90 -1999.

Para el caso del transformador trifásico didáctico se realiza la conexión en Dyn5, alimentándose por los terminales del lado de bajo voltaje con la fuente alterna regulable de 60 [Hz] a su voltaje nominal dependiendo del equipo a prueba, manteniendo los terminales de alto voltaje abiertos. Se verifica con la pinza amperimétrica que sus bobinados se encuentren a un voltaje nominal, una vez verificado esto, con el analizador trifásico Fluke verificamos medidas de voltajes, corrientes y potencias en el lado de bajo voltaje. Las conexiones para esta prueba en el transformador didáctico y de 50 [kVA] se pueden apreciar en la Figura 2.4 y Figura 2.5 respectivamente.

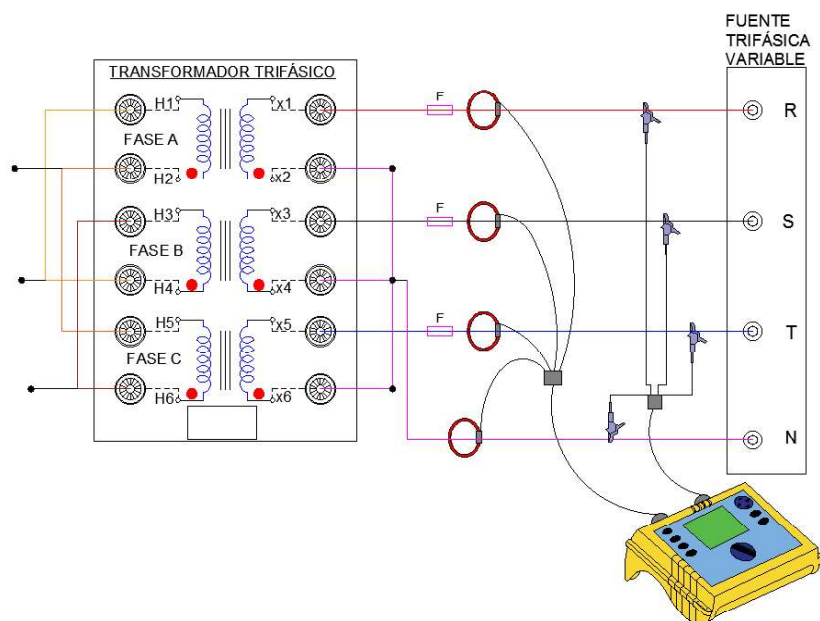


Figura 2.4. Conexión del transformador trifásico didáctico para la prueba de circuito abierto [autoría propia].

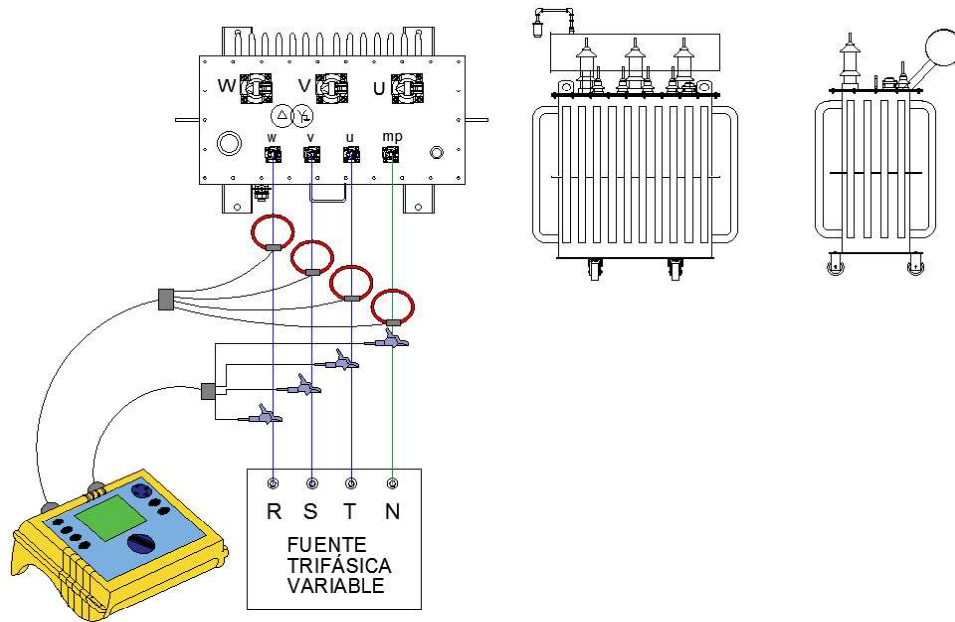


Figura 2.5. Conexión del transformador trifásico de 50 [kVA] para la prueba de circuito abierto [autoría propia].

2.2.2 PRUEBA DE CORTOCIRCUITO

Objetivo: Determinar los parámetros R_1 , R_2 , L_1 y L_2 del transformador trifásico.

Equipo de medida: Analizador trifásico Fluke 1735, pinza amperimétrica Fluke 337.

Fuente: Fuente de voltaje regulable de 60 [Hz].

Equipo de Prueba: Transformador trifásico didáctico de 5 [A] a 120 [V] en cada uno de sus bobinados y transformador trifásico de 50 [kVA].

Esta prueba se realizará basada en la norma de la IEEE Std C57.12.90 -1999.

Para cada uno de los transformadores se cortocircuitan el lado de bajo voltaje y con una fuente alterna regulable de 60 [Hz] se alimentan por los terminales de lado de alto voltaje hasta llegar a los valores de corrientes nominales, verificando en el secundario una corriente de cortocircuito del 25% de la corriente nominal. Con el analizador trifásico se verifican medidas de voltajes, corrientes y potencias como se aprecian en la Figura 2.6 y Figura 2.7.

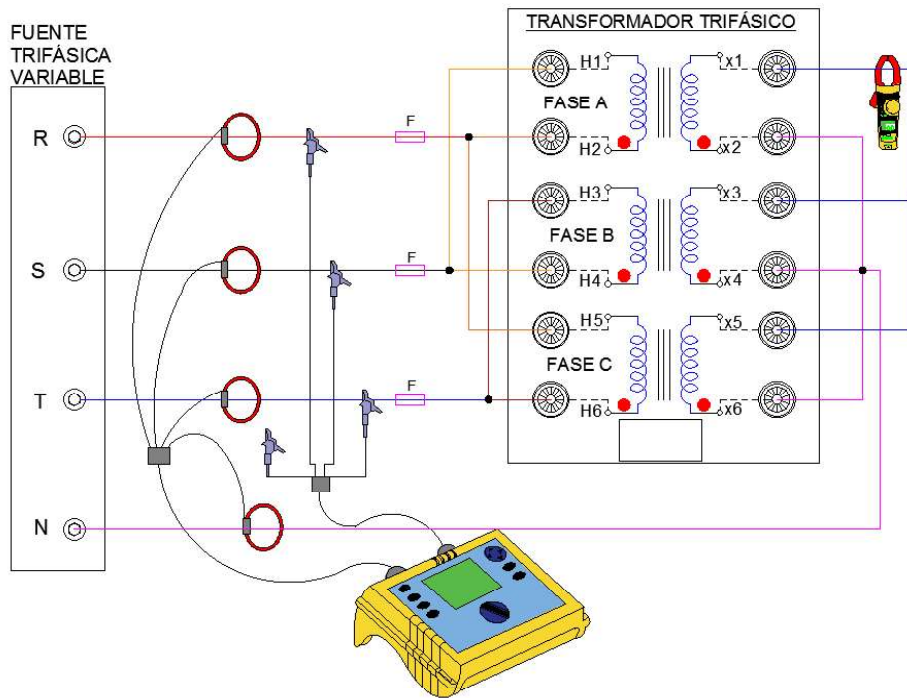


Figura 2.6. Conexión del transformador trifásico didáctico para la prueba de cortocircuito [autoría propia].

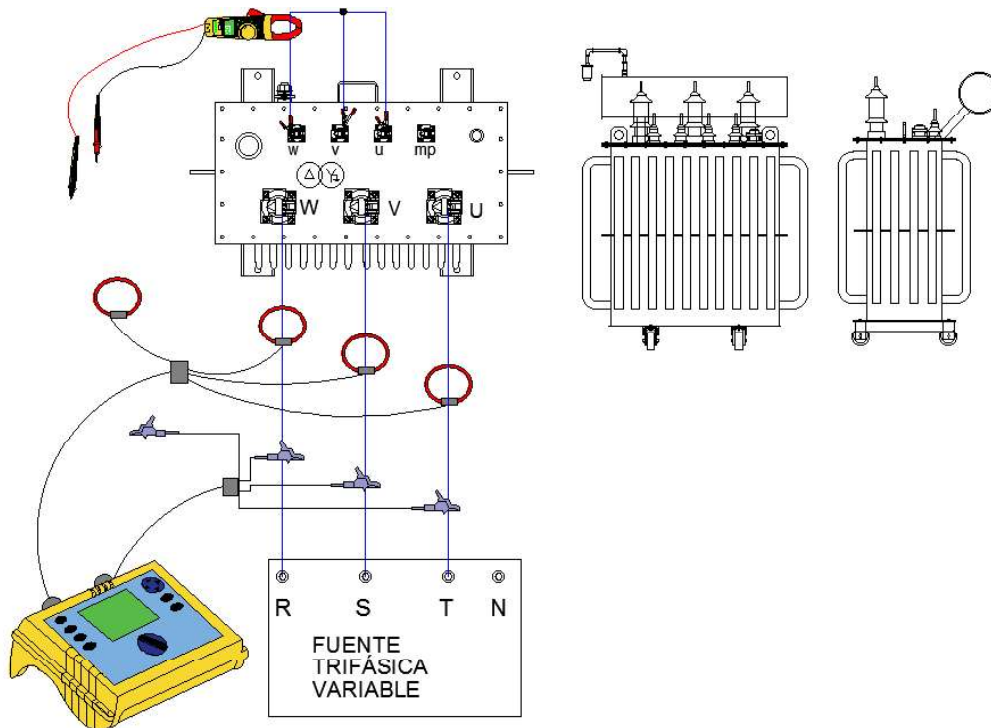


Figura 2.7. Conexión del transformador trifásico de 50 [kVA] para la prueba de cortocircuito [autoría propia].

2.2.3 PRUEBA DE SECUENCIA CERO

Objetivo: Determinar el parámetro L0 del transformador trifásico.

Equipo de medida: Pinza amperimétrica Fluke 337.

Fuente: Fuente de voltaje regulable de 60 [Hz]

Equipo de Prueba: Transformador trifásico didáctico de 5 [A] a 120 [V] en cada uno de sus bobinados y transformador trifásico de 50 [kVA].

Esta prueba se realizará según la norma IEC 60076-1.

En la conexión estrella en cada uno de los transformador trifásico bajo prueba, se cortocircuitan los terminales de cada fase con el neutro. El voltaje y la corriente se establece de la siguiente manera:

El voltaje que se va a aplicar no excederá del 30% del voltaje nominal de línea neutro del bobinado energizado, como tampoco la corriente de fase no deberá exceder su valor nominal [3].

Si se tiene presente una conexión delta, el voltaje aplicado deberá ser tal, que no excederá el valor nominal de la corriente de fase en cualquier bobinado conectado en delta [3].

La duración de esta prueba deberá ser tal, que no sobrepase límites térmicos del transformador.

Las mediciones que se tomarán son: voltaje de excitación, corriente total y potencia como se aprecian en la Figura 2.8. y Figura 2.9.

En la Ecuación 2.1 se mide la secuencia cero expresada en porcentaje de los kVA base [3].

$$Z_0(\%) = 100 * 3 \frac{V}{V_r} * \frac{I_r}{I} \quad (2.1)$$

donde:

V : voltaje de excitación medido.

V_r : voltaje nominal fase-neutro del bobinado excitado.

I : corriente total medida, que fluye en las tres fases conectadas.

I_r : corriente nominal de cada fase, del bobinado excitado.

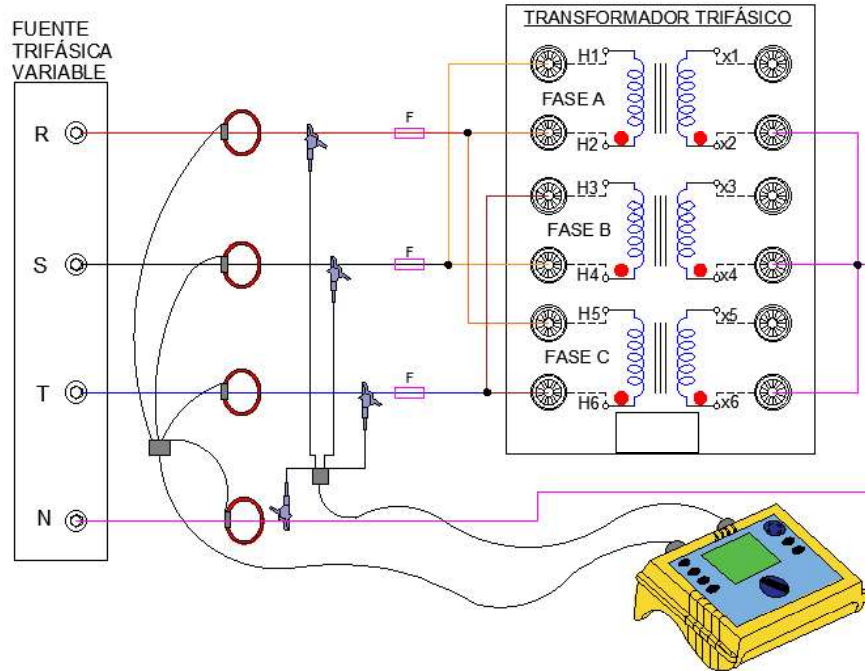


Figura 2.8. Conexión del transformador trifásico didáctico para la prueba de secuencia cero [autoría propia].

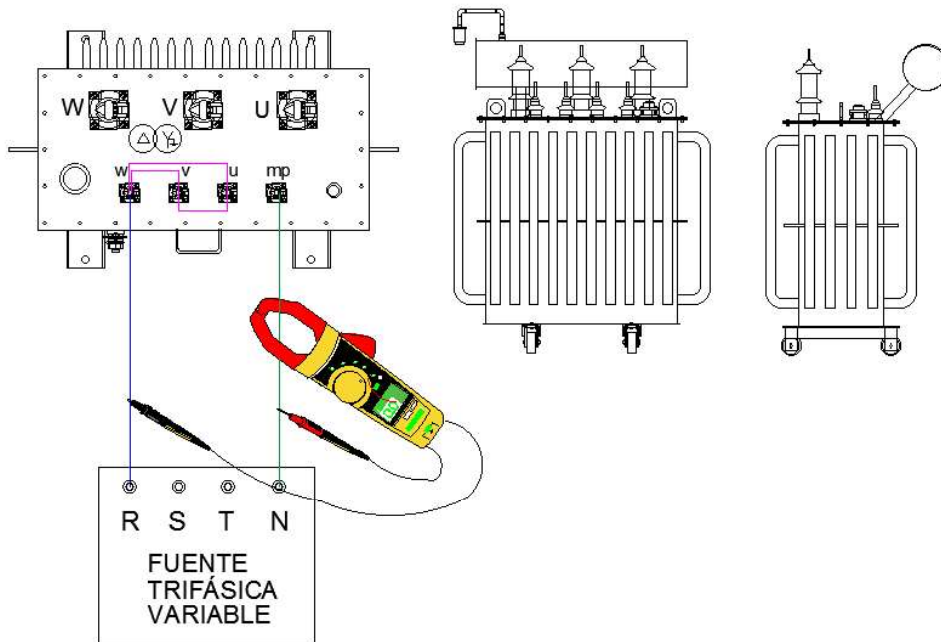


Figura 2.9. Conexión del transformador trifásico de 50 [kVA] para la prueba de secuencia cero [autoría propia].

2.2.4 FALLA MONOFÁSICA A TIERRA EN LOS TRANSFORMADORES BAJO PRUEBA

Objetivo: Obtener las curvas de corrientes de cortocircuito en los terminales de bajo voltaje del transformador trifásico para el evento de falla monofásica a tierra.

Equipo de medida: Pinza amperimétrica Fluke 337, osciloscopio digital de dos canales.

Fuente: Fuente de voltaje regulable de 60 [Hz]

Equipo de Prueba: Transformador trifásico didáctico de 5 [A] a 120 [V] en cada uno de sus bobinados y transformador trifásico de 50 [kVA].

Una vez realizada la conexión Dyn5 y alimentado por el lado primario con una fuente variable trifásica, se procederá a conectar en el lado secundario una de las tres fases libres a tierra, para el caso del transformador trifásico didáctico. Para generar el evento de cortocircuito se utilizará un interruptor bipolar de 25 [A] – 125 [V]; en el cual, al momento de cerrar el interruptor, se generará un cortocircuito monofásico a tierra. Para tomar la información se procederá a capturar rápidamente la curva de corriente de cortocircuito con ayuda del osciloscopio digital en la fase a tierra (como se indica en la Figura 2.10). Se coloca una resistencia entre la fase que va a tierra del lado secundario y el interruptor bipolar que ayudará a reducir el valor de corriente ya que los fusibles soportan un máximo valor de 25 [A].

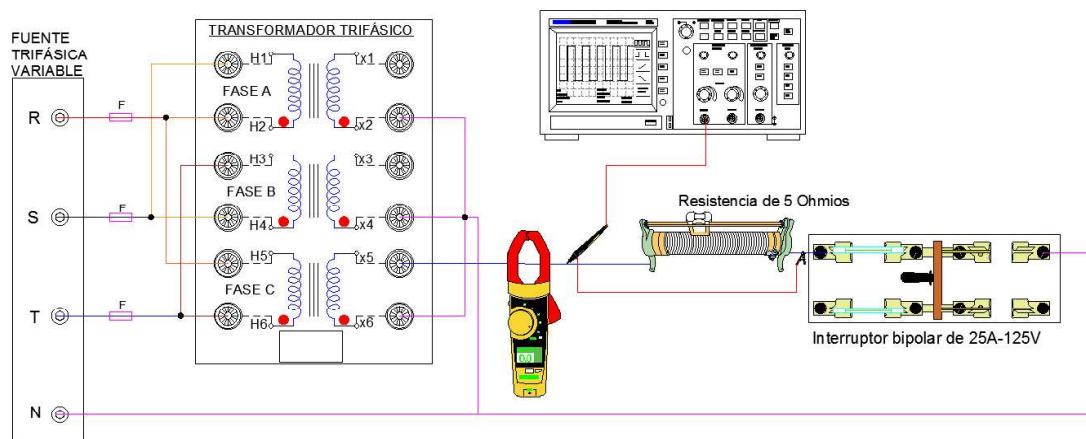


Figura 2.10. Conexión del transformador trifásico didáctico para el evento de falla monofásica a tierra [autoría propia].

Para la realización del evento de cortocircuito en el transformador trifásico de 50 [kVA], se alimentará con una fuente regulable de 500 [V] trifásica por el lado de alto voltaje. Para su protección en el lado de alto voltaje se colocarán fusibles en cada fase que soporten valores

de corriente de hasta 5 [A]. En el lado de bajo voltaje se conectará una de las tres fases a tierra para luego tomar mediciones de corriente cortocircuito. Para generar el evento de cortocircuito se utilizará un interruptor tripolar de 100 [A] – 500 [V], al momento de cerrar las cuchillas, la medición a tomar deberá realizarse rápidamente para no causar errores significativos con ayuda del osciloscopio y la pinza amperimétrica (como se indica en la Figura 2.11). Para la protección en el lado de bajo voltaje se colocará un fusible que soporte hasta 120 [A] en cada fase a tierra, para esto se colocará en paralelo dos chicotes de alambre fusible de 60 [A]. En cada una de las dos fases a tierra se colocará un transformador de corriente (TC) para reducir su valor y registrar los datos de corriente de cortocircuito en el osciloscopio.

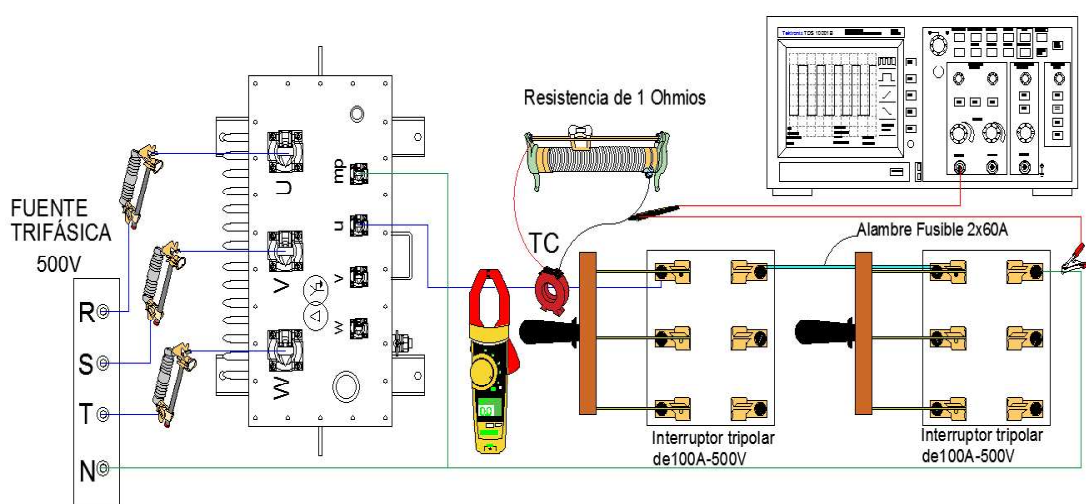


Figura 2.11. Conexión del transformador trifásico de 50 [kVA] para el evento de falla monofásica a tierra [autoría propia].

2.2.5 FALLA BIFÁSICA A TIERRA EN LOS TRANSFORMADORES BAJO PRUEBA

Objetivo: Obtener las curvas de corrientes de cortocircuito en los terminales de bajo voltaje del transformador trifásico para el evento de falla bifásica a tierra.

Equipo de medida: Pinza amperimétrica Fluke 337, osciloscopio digital de dos canales.

Fuente: Fuente de voltaje regulable de 60 [Hz].

Equipo de Prueba: Transformador trifásico didáctico de 5 [A] a 120 [V] en cada uno de sus bobinados y transformador trifásico de 50 [kVA].

Esta prueba es muy similar al del evento de falla monofásica, con la diferencia en la que se conectan ahora dos fases del lado de bajo voltaje del transformador a tierra.

Las conexiones para esta prueba en el transformador didáctico y de 50 [kVA] se puede apreciar en la Figura 2.12 y Figura 2.13 respectivamente.

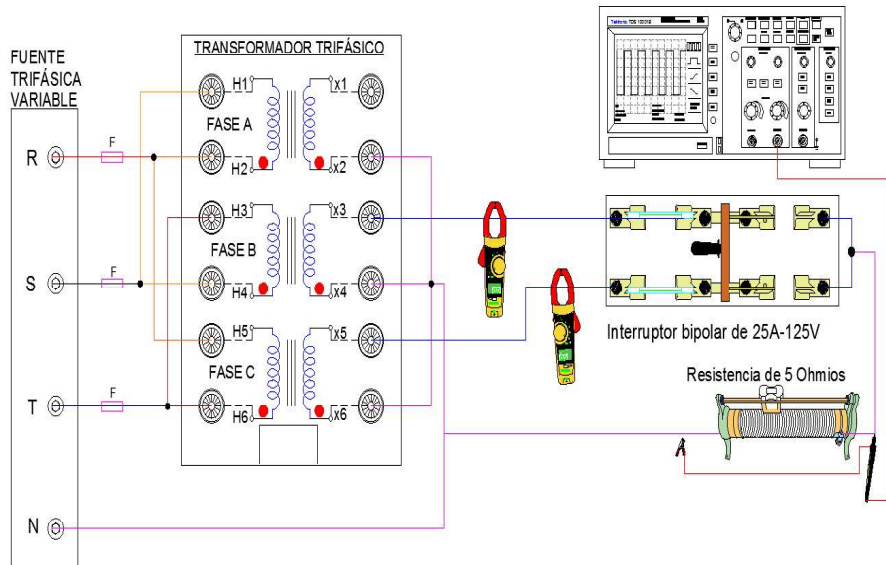


Figura 2.12. Conexión del transformador trifásico didáctico para el evento de falla bifásica a tierra [autoría propia].

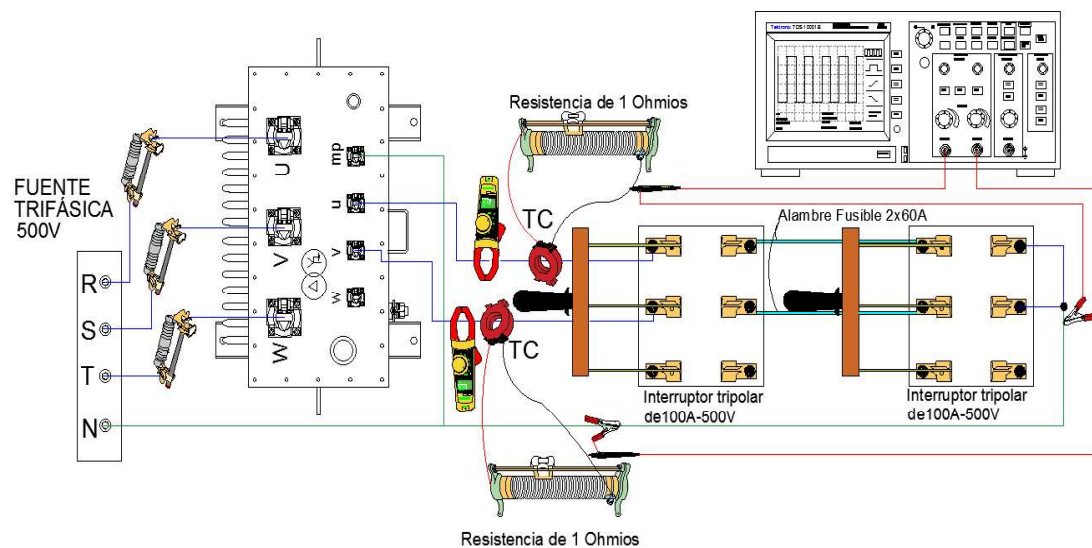


Figura 2.13. Conexión del transformador trifásico de 50 [kVA] para el evento de falla bifásica a tierra [autoría propia].

2.3 PUESTA A TIERRA

Se medirá la puesta de tierra del Laboratorio de Maquinas Eléctricas, utilizando el método de las tres picas o el método de 62%.

Objetivo: Medir el valor de la resistencia de puesta a tierra que existe en el Laboratorio de Maquinas Eléctricas.

Equipo de medida: Telurómetro AEMC MODEL 4630, como se aprecia en la Figura 2.14 [23].



Figura 2.14. Aparato de medida de puesta a tierra “Groud Tester Model 4630” [23].

Se procederá a conectar el terminador X del telurómetro y las dos picas de Y y Z se colocarán en la parte exterior del Laboratorio, debido a que todo el piso está cubierto por concreto. Para esto las picas se colocarán en la parte externa al edificio de Eléctrica y se procederán a tomar la medida correspondiente.

2.4 PROGRAMA ESTRUCTURADO EN MATLAB

Se desarrollará en el software de MATLAB una rutina donde se ingresarán los valores de los parámetros que se obtendrán después de realizar las pruebas antes descritas en los transformadores. Adicionalmente, reconocerá la información que se registrará en el osciloscopio de los eventos de fallas monofásicas y bifásicas a tierra en formato Excel donde se puede generar las curvas de corriente de cortocircuito.

En Simulink se estructurará mediante bloques la simulación de un transformador trifásico con la conexión deseada, donde también se pueda realizar eventos de cortocircuitos monofásicos y bifásicos a tierra, como indica la Figura 2.15. Este archivo también

reconocerá los valores de corriente de cortocircuito que fueron registrados de la parte experimental en el osciloscopio antes las fallas monofásicas y bifásicas a tierra con el objetivo de superponer las curvas reales y simuladas.

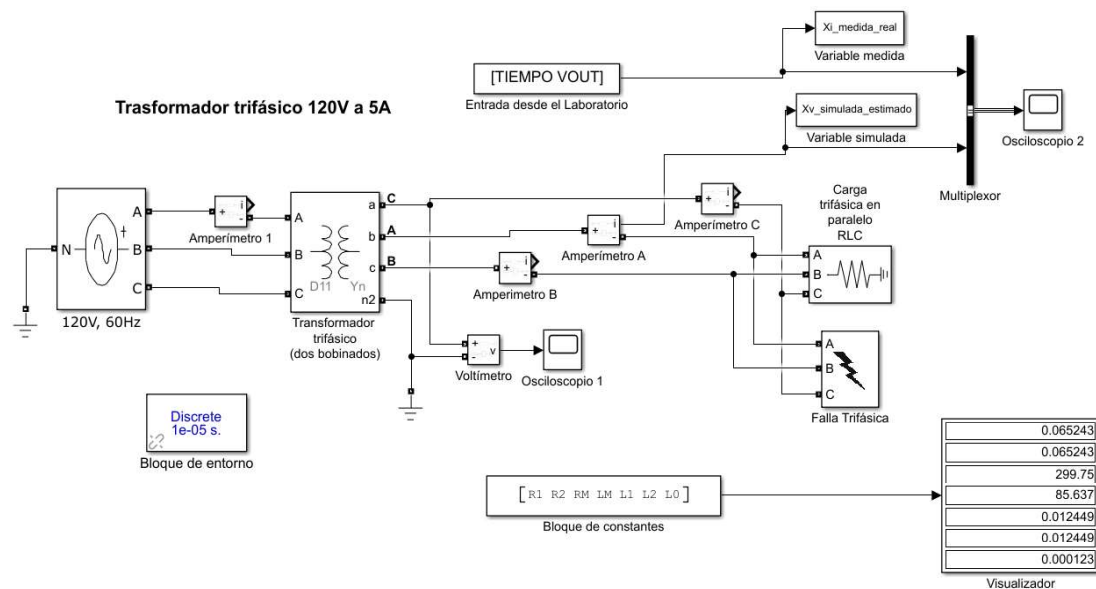


Figura 2.15. Estructuración del programa para la optimización de parámetros de secuencias en un transformador trifásico.

Al correr este programa se generarán dos curvas; la simulada y la real, en la cual, ajustando el ángulo de desfase del generador, las curvas puedan quedar simétrica empezando sus valores desde el valor cero como se indica en la Figura 2.16 la curva simulada de color rojo y la curva real de color azul.

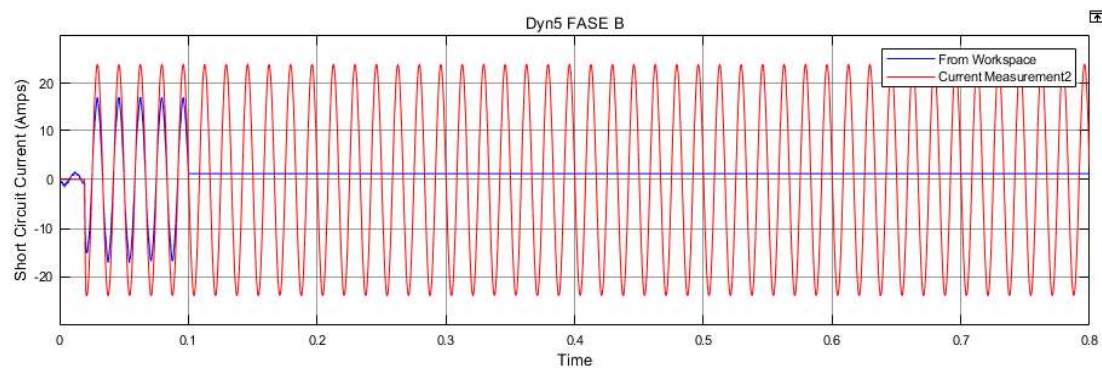


Figura 2.16. Curvas de corriente de cortocircuito en los terminales del lado de bajo voltaje del transformador ante un evento de falla monofásica a tierra.

Adicionalmente se indicará en un display los parámetros ingresados a mano del transformador desde MATLAB, para luego después de la sintonización utilizando los

métodos de optimización no lineal se observe los cambios de los parámetros al ajustar estas dos curvas.

Sintonización de parámetros de secuencias.

Para la sintonización de los parámetros de secuencias se utilizarán métodos de optimización no lineal como los que se indican en la sección 1.3.7 del marco teórico.

La utilización de estos algoritmos hace que los parámetros antes mencionados varíen hasta un valor donde las curvas reales y simuladas de corrientes de cortocircuitos queden lo más ajustadas posibles. Estos valores serán solo positivos, utilizando la herramienta de optimización del Simulink.

3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 PRUEBAS EN EL TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DIDÁCTICO

Una vez realizada la conexión en Dyn5 como se indica en la Figura 3.1 procedemos a realizar las pruebas de cortocircuito y circuito abierto como se aprecia en la sección 1.3.4. del capítulo 1.

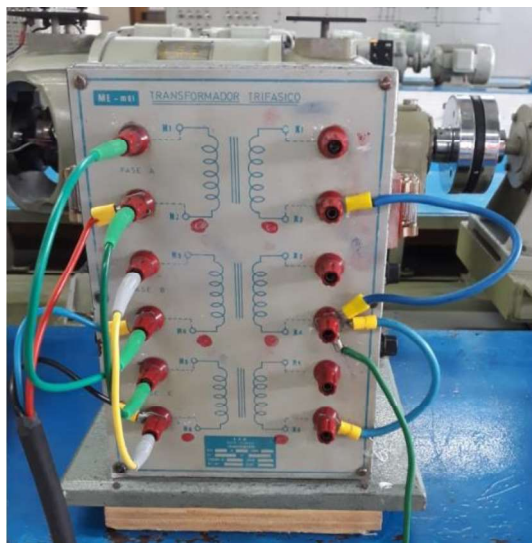


Figura 3.1. Conexión del transformador didáctico en Dyn5.

3.1.1 PRUEBA DE CIRCUITO ABIERTO

Datos obtenidos: $V_1 = 120 [V]$ trifásico; $P = 2 [W]$; $Q = 7 [VAr]$

Las siguientes ecuaciones están descritas en la sección 1.3.4.1 del capítulo 1 [4].

La Ecuación 3.1 representa la potencia aparente de la prueba de circuito abierto [4]

$$S = \sqrt{2^2 + 7^2} = 7,28011 [VA] \quad (3.1)$$

En La Ecuación 3.2 se calcula la corriente trifásica que pasa por el hierro del núcleo [4]

$$I_0 = \frac{2}{\sqrt{3} \cdot 120 \cdot \cos\phi} = \frac{2}{\sqrt{3} \cdot 120 \cdot \frac{2}{7,28011}} = 0,035026 [A] \quad (3.2)$$

La Ecuación 3.3 calcula la corriente trifásica en el lado primario del transformador [4]

$$I_1 = \frac{I_0}{\sqrt{3}} = 0,020222 [A] \quad (3.3)$$

En la Ecuación 3.4 se observa la corriente que pasa por la parte resistiva del hierro del núcleo del transformador [4]

$$I_{FeR} = I_1 \cdot \cos\phi = 0,020222 * \frac{2}{7,28011} = 0,005555 [A] \quad (3.4)$$

La Ecuación 3.5 indica la parte resistiva del hierro del núcleo del transformador [4]

$$R_{FeR} = \frac{V_1}{I_{FeR}} = \frac{120}{0,005555} = 21602,2 [\Omega] \quad (3.5)$$

La Ecuación 3.6 presenta el resultado de la corriente magnética del hierro del núcleo del transformador [4]

$$I_\mu = I_1 \cdot \sin\phi = 0,020222 * \frac{7}{7,28011} = 0,019444 [A] \quad (3.6)$$

La Ecuación 3.7 representa el cálculo de la reactancia del núcleo del hierro del núcleo del transformador [4]

$$X_\mu = \frac{V_1}{I_\mu} = \frac{120}{0,019444} = 6171,59 [\Omega] \quad (3.7)$$

La Ecuación 3.8 calcula la inductancia magnética del transformador [4].

$$L_m = \frac{X_\mu}{2\pi f} = \frac{6171,59}{2\pi * 60} = 16,3707 [H] \quad (3.8)$$

3.1.2 PRUEBA DE CORTOCIRCUITO

Datos obtenidos: $V_{cc} = 47 [V]$; $I_{cc} = 5 [A]$; $P = 680 [w]$; $Q = 130 [VAr]$

Las siguientes ecuaciones están descritas en la sección 1.3.4.2 del capítulo 1 [4].

En la Ecuación 3.9 se observa el cálculo de la potencia activa de la prueba de cortocircuito [4].

$$S = \sqrt{680^2 + 130^2} = 692,315 [VA] \quad (3.9)$$

En la Ecuación 3.10 se determina la corriente de cortocircuito [4].

$$680 = \sqrt{3} \cdot 47 \cdot I_{ccl} \cdot 0,982212 \quad (3.10)$$

La Ecuación 3.11 representa el cálculo de la corriente de cortocircuito [4].

$$I_{ccl} = \frac{680}{\sqrt{3} * 47 * 0,982212} = 8,50443 [A] \quad (3.11)$$

La Ecuación 3.12 indica la impedancia de cortocircuito [4].

$$Z_{cc} = \frac{\frac{47}{\sqrt{3}}}{8,50443} = 3,19075 [\Omega] \quad (3.12)$$

En La Ecuación 3.13 se indica el cálculo de la resistencia de cortocircuito [4].

$$R_{cc} = Z_{cc} * \cos\phi = 3,19075 * \frac{680}{692,315} = 3,13399 [\Omega] \quad (3.13)$$

La Ecuación 3.14 indica el cálculo de la reactancia de cortocircuito [4].

$$X_{cc} = Z_{cc} * \sin\phi = 3,19075 * \frac{130}{692,315} = 0,599127 [\Omega] \quad (3.14)$$

La Ecuación 3.15 representa el valor de la reactancia en el lado primario [4].

$$X_1 = X_2' = \frac{X_{cc}}{2} = \frac{0,599127}{2} = 0,299564[\Omega] \quad (3.15)$$

La Ecuación 3.16 es la ecuación de la reactancia en el lado primario [4].

$$X_1 = 2\pi f L_1 \quad (3.16)$$

En la Ecuación 3.17 se indica el valor de la inductancia del lado primario [4].

$$L_1 = 0,000795 [H] \quad (3.17)$$

La Ecuación 3.18 representa el cálculo de la reactancias en el lado secundario [4].

$$X_2 = \frac{X_2'}{a^2} = \frac{0,299564}{(\sqrt{3})^2} = 0,099855[\Omega] \quad (3.18)$$

La Ecuación 3.19 indica la manera para determinar la reactancia en el lado secundario [4].

$$X_2 = 2\pi f L_2 \quad (3.19)$$

La Ecuación 3.20 presenta el valor de la inductancia en el lado secundario [4].

$$L_2 = 0,000265 [H] \quad (3.20)$$

La Ecuación 3.21 representa el cálculo de la resistencia en el lado primario en función de la resistencia de cortocircuito [4].

$$R_1 = R_2' = \frac{R_{cc}}{2} = \frac{3,13399}{2} = 1,567 [\Omega] \quad (3.21)$$

La Ecuación 3.22 indica el cálculo de la resistencia en el lado secundario [4].

$$R_2 = \frac{R_2'}{a^2} = \frac{1,567}{(\sqrt{3})^2} = 0,522332 [\Omega] \quad (3.22)$$

3.1.3 PRUEBA DE SECUENCIA CERO

Una vez realizada la conexión Dy5, se procede a conectar el transformador como se indica en la sección 2.2.3 del capítulo 2. Aplicando la teoría como se indica en la sección 1.3.4.3 del capítulo 1, donde hay que tener en cuenta lo siguiente:

La corriente aplicada no deberá exceder un 30% de la corriente nominal a fin de proteger los devanados. El voltaje de alimentación no deberá exceder el Voltaje fase -tierra con que opera normalmente.

Regulando el voltaje de alimentación se debe fijar la corriente para que no sobre pase el 30%. In por lo que 1.2 [A] corresponde al 24%, con este valor se asegura de que cumpla la norma.

En la Ecuación 3.23 se indica el valor de la impedancia cero con valores medidos en la prueba de laboratorio [3].

$$Z_0 = 3 \frac{V}{I_N} = 3 \frac{1.33133 V}{1.2 A} = 3.328328 [\Omega] \quad (3.23)$$

V: es el voltaje aplicado entre una fase y el neutro.

I_N: Es la corriente que pasa por el neutro cuando se inyecta voltaje.

La parte resistiva de la secuencia cero es despreciable respecto a su reactancia.

La Ecuación 3.24 indica el valor de la inductancia de secuencia cero [3].

$$X_0/2\pi f = L_0 = 0,0088288 [H] \quad (3.24)$$

En la Tabla 3.1. se presenta un resumen de los valores calculados de las pruebas antes descritas.

Tabla 3.1. Presenta los valores de los parámetros de secuencias del transformador trifásico didáctico en unidades del S.I. y en p.u.

| Parámetros finales del transformador didáctico | | |
|--|----------------------|-----------------|
| | Parámetros iniciales | Valores en p.u. |
| R1 | 1.567 Ω | 0.065243 |
| R2 | 0.522332 Ω | 0.065243 |
| L1 | 0.000795 H | 299.75 |
| L2 | 0.000265 H | 85.637 |
| L0 | 0.008828 H | 0.012449 |
| RM | 21602.2 Ω | 0.012449 |
| LM | 16.3707 H | 0.000123 |

3.1.4 TRANSFORMACIÓN EN P.U. DE LOS PARÁMETROS DE SECUENCIA

Consideración de equivalencias para pasar valores de estrella a delta y viceversa [11].

$$V_{\Delta} < V_Y; R_{1\Delta} < R_{1Y}$$

La Ecuación 3.25 indica la resistencia del lado primario en conexión delta [11].

$$R_{1\Delta} = a^2 \cdot R_{1Y} \quad (3.25)$$

La Ecuación 3.26 indica la relación de transformación del transformador trifásico didáctico [11].

$$a = \frac{1}{\sqrt{3}} \quad (3.26)$$

La Ecuación 3.27 indica la resistencia 1 en el lado en conexión estrella [11].

$$R_{1\Delta} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot R_{1Y} \quad (3.27)$$

En la Ecuación 3.28 se observa el valor de la resistencia 1 en el lado en conexión estrella [11].

$$R_{1Y} = 4.7 [\Omega] \quad (3.28)$$

De la Ecuación 3.29 se determinará la resistencia 2 en el lado en conexión estrella [11].

$$a^2 \cdot R_{2Y} = R_{1Y} \quad (3.29)$$

De la Ecuación 3.30 se determinará la resistencia 2 en el lado en conexión estrella [11].

$$a^2 \cdot R_{2Y} = 1.567 [\Omega] \quad (3.30)$$

La Ecuación 3.31 indica el valor de la resistencia 2 en el lado en conexión estrella [11].

$$R_{2Y} = 4.7 [\Omega] \quad (3.31)$$

La Ecuación 3.32 indica la reactancia 2 reflejada en el lado en conexión delta [11].

$$R'_{2\Delta} = 1.567 [\Omega] = \frac{1}{3} \cdot R_{2Y} \quad (3.32)$$

La Ecuación 3.33 indica el valor de la reactancia 1 en el lado en conexión delta [11].

$$X_{1\Delta} = 0.299 \Omega \quad (3.33)$$

La Ecuación 3.34 indica el valor de la reactancia 2 reflejada en el lado en conexión delta [11].

$$X'_{2\Delta} = 0.299 \Omega \quad (3.34)$$

La Ecuación 3.35 representa la reactancia 2 en el lado en conexión estrella [11].

$$X_{2Y}^2 = X'_{2\Delta} \cdot 3 \quad (3.35)$$

La Ecuación 3.36 presenta el valor de la reactancia 2 en el lado en conexión estrella [11].

$$X_{2Y} = 0.897 \, \Omega \quad (3.36)$$

La Ecuación 3.37 indica el voltaje base del transformador trifásico didáctico [11].

$$V_{base} = 208 \, [V] \quad (3.37)$$

La Ecuación 3.38 presenta el valor de la potencia aparente base [11].

$$S_{base} = 1801.33 \, [VA] \quad (3.38)$$

La Ecuación 3.39 representa el cambio de base en el lado delta [11].

$$Z_{base(\Delta)} = \frac{(208)^2}{1081.33} 24.0178 \, [\Omega] \quad (3.39)$$

La Ecuación 3.40 indica la relacion de cambio de base de delta a estrella [11].

$$Z_{base(\Delta)} = \frac{1}{3} Z_{base(Y)} \quad (3.40)$$

La Ecuación 3.41 presenta el valor de la impedancia base en estrella [11].

$$Z_{base(Y)} = 72.0668 \, [\Omega] \quad (3.41)$$

Valores de los parámetros en p.u. del transformador trifásico didáctico

La Ecuación 3.42 indica el valor de la resistencia 1 en pu. en el bobinado primario en conexión delta [11].

$$R_{1(\Delta)} pu. = \frac{1.567}{24.0178} = 0.065243 \quad (3.42)$$

La Ecuación 3.43 presenta el valor de la resistencia 2 en pu. en el bobinado primario en conexión estrella [11].

$$R_{2(Y)} pu. = \frac{4.701}{72.0668} = 0.065243 \quad (3.43)$$

La Ecuación 3.44 indica el valor de la inductancia en pu. del bobinado primario [11].

$$L_1 pu. = X_1 pu. = \frac{0.299}{24.0178} = 0.012499 \quad (3.44)$$

La Ecuación 3.45 indica el valor de la inductancia en pu. en el bobinado secundario [11].

$$L_2 pu. = X_2 pu. = 0.012499 \quad (3.45)$$

La Ecuación 3.46 representa el valor de la resistencia del núcleo en pu. del transformador trifásico didáctico [11].

$$R_{Fe} pu. = 299,75 \quad (3.46)$$

La Ecuación 3.47 indica el valor de la reactancia del núcleo en pu. del transformador bajo prueba [11].

$$X_{Fe} pu. = 85,637 \quad (3.47)$$

En la Ecuación 3.48 se observa el calculo de la reactancia de secuencia cero en pu. del transformador [11].

$$X_0 pu. = \frac{3,32838}{Z_{base(Y)}} = 0,046185 \quad (3.48)$$

La Ecuación 3.49 indica el valor de la inductancia de secuencia cero en pu. del transformador [11].

$$L_0 pu. = 0,000123 \quad (3.49)$$

3.2 PRUEBAS EN EL TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 50 [kVA]

3.2.1 PRUEBA DE CIRCUITO ABIERTO

Datos obtenidos referidos al lado primario:

$$V_0 = 230,7 [V] \text{ trifásico}; \quad P_0 = 100 [W]; \quad I_0 = 2,66 [A]$$

Las ecuaciones están descritas en la sección 1.3.4.1 del capítulo 1 para determinar la resistencia del núcleo [4].

La Ecuación 3.50 representa la resistencia del núcleo en el lado secundario [4].

$$R_{m2} = \frac{\left(\frac{V_0}{\sqrt{3}}\right)^2}{\frac{P_0}{3}} = \frac{\left(\frac{230,77}{\sqrt{3}}\right)^2}{\frac{100}{3}} = 532,55 [\Omega] \quad (3.50)$$

La Ecuación 3.51 indica la resistencia del núcleo en el lado primario [4].

$$R_{m1} = R_{m2} \cdot a^2 \quad (3.51)$$

La Ecuación 3.52 presenta el cálculo de la resistencia del núcleo en el lado primario [4].

$$R_{m1} = R_{Fe} = 532,55(26)^2 = 360 \text{ [k}\Omega\text{]} \quad (3.52)$$

En la Ecuación 3.53 se presenta el valor de la reactancia del núcleo en el lado secundario [4].

$$X_{m2} = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{I_0}{\frac{V_0}{\sqrt{3}}}\right)^2 - \left(\frac{1}{R_{m2}}\right)^2}} = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{2,66}{\frac{230,77}{\sqrt{3}}}\right)^2 - \left(\frac{1}{532,55}\right)^2}} = 50,31 \text{ [}\Omega\text{]} \quad (3.53)$$

La Ecuación 3.54 indica la reactancia del núcleo en el lado primario [4].

$$X_{m1} = X_{m2} \cdot a^2 \quad (3.54)$$

La Ecuación 3.55 representa el valor de la reactancia del núcleo en el lado primario [4].

$$X_{m1} = 50,31(26)^2 = 34 \text{ [k}\Omega\text{]} \quad (3.55)$$

La Ecuación 3.56 indica el valor de la inductancia magnética del transformador [4].

$$L_m = \frac{X_{m1}}{2\pi f} = 90,21 \text{ [H]} \quad (3.56)$$

3.2.2 PRUEBA DE CORTOCIRCUITO

Datos obtenidos: $V_{cc} = 250,17 \text{ [V]}$; $I_{cc} = 4,63 \text{ [A]}$; $P_{cc} = 1140 \text{ [w]}$

Las ecuaciones están descritas en la sección 1.3.4.2 del capítulo 1 para determinar la Resistencia de cortocircuito [4].

En la Ecuación 3.57 se indica la resistencia de cortocircuito [4].

$$R_{cc} = \frac{P_{cc}}{\frac{3}{I_{cc}^2}} = \frac{250,17}{\frac{3}{4,63^2}} = 17,73 \text{ [}\Omega\text{]} \quad (3.57)$$

En la Ecuación 3.58 se observa el valor de la resistencia de cortocircuito [4].

$$R_{cc} = 3,19075(0,982212) = 3,13399 \text{ [}\Omega\text{]} \quad (3.58)$$

La Ecuación 3.59 presenta el valor de la reactancia de cortocircuito [4].

$$X_{cc} = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{V_{cc}}{\frac{\sqrt{3}}{I_{cc}}}\right)^2 - R_{cc}^2}} = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{250,17}{\frac{\sqrt{3}}{4,63}}\right)^2 - 17,73^2}} = 25,67 \text{ [}\Omega\text{]} \quad (3.59)$$

Tomar en cuenta que las resistencias son proporcionales al número de espiras al cuadrado y que las pérdidas son iguales en el lado de alto voltaje como en el lado de bajo voltaje.

Resistencias en el lado primario y secundario

La Ecuación 3.60 indica la resistencia en el lado primario [4].

$$R_1 = R_2 \cdot a^2 \quad (3.60)$$

La Ecuación 3.61 presenta el valor de la resistencia en el lado primario [4].

$$R_1 = \frac{R_{cc}}{2} = 8,87 \text{ } [\Omega] \quad (3.61)$$

En la Ecuación 3.62 muestra el valor de la resistencia reflejada en el lado secundario [4].

$$R'_2 = 8,87 \text{ } [\Omega] \quad (3.62)$$

En la Ecuación 3.63 se observa el valor de la resistencia en el lado secundario [4].

$$R_2 = \frac{R_1}{a^2} = \frac{\frac{R_{cc}}{2}}{a^2} = 13,11 \text{ } [m\Omega] \quad (3.63)$$

Reactancias en el lado primario y secundario.

La Ecuación 3.64 indica la reactancia en el lado primario [4].

$$X_1 = X_2 \cdot a^2 \quad (3.64)$$

En la Ecuación 3.65 se observa el cálculo de la reactancia en el lado primario [4].

$$X_1 = \frac{X_{cc}}{2} = 12,84 \text{ } [\Omega] \quad (3.65)$$

En La Ecuación 3.66 se presenta el valor de la reactancia reflejada en el lado secundario [4].

$$X'_2 = 12,84 \text{ } [\Omega] \quad (3.66)$$

En la Ecuación 3.67 se observa el valor de la reactancia en el lado secundario [4].

$$X_2 = \frac{X_{cc}}{a^2} = 18,99 \text{ } [m\Omega] \quad (3.67)$$

Inductancias en el lado primario y secundario

La Ecuación 3.68 presenta el valor de la inductancia del lado primario [4].

$$L_1 = \frac{X_1}{2\pi f} = \frac{12,84}{2\pi f} = 34,06 \text{ } [mH] \quad (3.68)$$

La Ecuación 3.69 indica el valor de la inductancia reflejada del lado secundario [4].

$$L'_2 = 34,06 \text{ } [mH] \quad (3.69)$$

La Ecuación 3.70 muestra el cálculo de la inductancia del lado secundario [4].

$$L_2 = \frac{X_2}{2\pi f} = \frac{18,99}{2\pi f} = 50,38 \text{ [mH]} \quad (3.70)$$

3.2.3 PRUEBA DE SECUENCIA CERO

En este caso el transformador de 50 [kVA] tiene la conexión Dy5 internamente y de igual manera que en el transformador didáctico se procede a conectar el transformador como se indica en la sección 2.2.3 del capítulo 2. Aplicando la teoría como se indica en la sección 1.3.4.3 del capítulo 1, donde hay que tener en cuenta lo siguiente:

La medición de la corriente no deberá exceder un 30% de la corriente nominal a fin de proteger los devanados. El voltaje de alimentación no deberá exceder el Voltaje fase -tierra con que opera normalmente.

Regulando el voltaje de alimentación, se debe tomar en cuenta que la corriente del neutro no sobre pase el 30% I_N . por lo que 30.7 [A] corresponde al 24.5208% de la corriente nominal, con esto se asegura de que cumpla la norma.

En la Ecuación 3.71 se observa el cálculo de la impedancia cero con valores medidos en la prueba de laboratorio.

$$Z_0 = 3 \frac{V}{I_N} = 3 \frac{0,45 \text{ V}}{30,7 \text{ A}} = 0,043974 \text{ } [\Omega] \quad (3.71)$$

V: es el voltaje aplicado entre una fase y el neutro.

I_N : Es la corriente que pasa por el neutro cuando se inyecta voltaje.

La parte resistiva de la secuencia cero es despreciable respecto a su reactancia.

La Ecuación 3.72 indica el valor de la inductancia de secuencia cero.

$$Z_0 \cong L_0 \quad (3.72)$$

En la Tabla 3.2. se presenta un resumen de los valores calculados de las pruebas antes descritas.

Tabla 3.2. Presenta los valores de los parámetros de secuencias del transformador trifásico de 50 [kVA] en unidades del S.I. y en p.u.

| Parámetros finales en el transformador de 50 [kVA] | | |
|--|-----------------|-----------------|
| Parámetros iniciales | | Valores en p.u. |
| R1 | 8.87 Ω | 0.011174 |
| R2 | 13.11m Ω | 0.011174 |
| L1 | 34.06 mH | 499.007 |
| L2 | 50.38 mH | 47.1318 |
| LO | 0.043974 H | 0.016175 |
| RM | 360 k Ω | 0.016175 |
| LM | 90.21 H | 0.041204 |

3.2.4 TRANSFORMACIÓN EN P.U. DE LOS PARÁMETROS DE SECUENCIAS

Consideración de equivalencias para pasar valores de estrella a delta y viceversa [11].

$$V_{\Delta} < V_Y; \quad R_{1\Delta} < R_{1Y}$$

La Ecuación 3.73 indica la resistencia del lado primario en conexión delta [11].

$$R_{1\Delta} = a^2 \cdot R_{1Y} \quad (3.73)$$

La Ecuación 3.74 indica la relación de transformación del transformador trifásico de 50 [kVA] [11].

$$a = 27.27 \quad (3.74)$$

En la Ecuación 3.75 se observa la resistencia 1 en el lado en conexión delta [11].

$$R_{1\Delta} = 27.27^2 \cdot R_{1Y} \quad (3.75)$$

La Ecuación 3.76 presenta el cálculo de la resistencia 1 en el lado en conexión estrella [11].

$$8.87\Omega = 27.27^2 \cdot R_{1Y} \quad (3.76)$$

La Ecuación 3.77 representa el valor de la resistencia 1 en el lado en conexión estrella [11].

$$R_{1Y} = 0.011928 [\Omega] \quad (3.77)$$

La Ecuación 3.78 se aprecia el valor de la resistencia 2 en el lado en conexión estrella [11].

$$a^2 \cdot R_{2Y} = 8.87 [\Omega] \quad (3.78)$$

La Ecuación 3.79 indica la resistencia 2 en el lado en conexión estrella [11].

$$a^2 \cdot R_{2Y} = 1.567 [\Omega] \quad (3.79)$$

La Ecuación 3.80 presenta el cálculo de la resistencia 2 en el lado en conexión estrella [11].

$$R_{2Y} = 0.011928 [\Omega] \quad (3.80)$$

La Ecuación 3.81 presenta el valor de la reactancia 1 en el lado en conexión delta [11].

$$X_{1\Delta} = 12.84 [\Omega] \quad (3.81)$$

En la Ecuación 3.82 se observa el valor de la reactancia 2 reflejada en el lado en conexión delta [11].

$$X'_{2\Delta} = 12.84 [\Omega] \quad (3.82)$$

La Ecuación 3.83 indica la Reactancia 2 en el lado en conexión estrella [11].

$$X_{2Y} = X_{1Y} = X'_{2\Delta}(27.27) = 350.147 [\Omega] \quad (3.83)$$

La Ecuación 3.84 representa el valor de la resistencia del núcleo del transformador en estrella [11].

$$R_{FeY} = 360 [k\Omega] \quad (3.84)$$

La Ecuación 3.85 presenta el valor de la reactancia del núcleo del transformador en estrella [11].

$$X_{FeY} = 34 [k\Omega] \quad (3.85)$$

La Ecuación 3.86 indica la resistencia del núcleo del transformador en delta [11].

$$R_{Fe\Delta} = a^2 \cdot R_{FeY} \quad (3.86)$$

En la Ecuación 3.87 se presenta el voltaje base [11].

$$V_{base} = 6300 [V] \quad (3.87)$$

La Ecuación 3.88 representa a la potencia aparente base [11].

$$S_{base} = 50000 [VA] \quad (3.88)$$

La Ecuación 3.89 indica el cambio de base en el lado delta [11].

$$Z_{base(\Delta)} = \frac{(6300)^2}{50000} = 793.8 [\Omega] \quad (3.89)$$

La Ecuación 3.90 indica el cambio de base en el lado estrella [11].

$$Z_{base(Y)} = \frac{(231)^2}{50000} = 1.06722 \text{ } [\Omega] \quad (3.90)$$

Valores de los parámetros en p.u. del transformador trifásico de 50 [kVA]

En la Ecuación 3.91 presenta el valor de la resistencia 1 en pu. en el bobinado primario en conexión delta [11].

$$R_{1(\Delta)}pu. = \frac{0.011928}{1.06722} = 0.011174 \quad (3.91)$$

En la Ecuación 3.92 se observa el calculo de la resistencia 2 en pu. en el bobinado primario en conexión estrella [11].

$$R_{2(Y)}pu. = \frac{0.011928}{1.06722} = 0.011174 \quad (3.92)$$

En la Ecuación 3.93 presenta el valor de la inductancia 1 en pu. en el bobinado primario [11].

$$L_{1(\Delta)}pu. = X_1pu. = \frac{12.84}{793.8} = 0.016175 \quad (3.93)$$

La Ecuación 3.94 indica el valor de la inductancia 2 en pu. en el bobinado secundario [11].

$$L_{2(Y)}pu. = X_2pu. = 0.016175 \quad (3.94)$$

La Ecuación 3.95 presenta el valor de la resistencia del núcleo en pu. del transformador [11].

$$R_{Fe(Y)}pu. = 499.007 \quad (3.95)$$

En la Ecuación 3.96 se observa el valor de la reactancia del núcleo en pu. del transformador [11].

$$X_{Fe(Y)}pu. = 47.1318 \quad (3.96)$$

En la Ecuación 3.97 se observa la reactancia de secuencia cero en pu. del transformador [11].

$$X_{0(Y)}pu. = \frac{0.043974}{Z_{base(Y)}} = 0.041204 \quad (3.97)$$

En la Tabla 3.3. se indica el resultado de todos los parámetros convertidos en valores en p.u. Para trabajar en las simulaciones de MATLAB-Simulink.

Tabla 3.3. Resumen general de valores en p.u. de los parámetros de secuencias de los dos transformadores de trabajo.

| Valores en p.u. para trabajar en el modelo | | |
|--|-------------------------|---------------------------|
| Parámetros | Transformador Didáctico | Transformador de 50 [kVA] |
| R1 | 0.065243 | 0.011174 |
| R2 | 0.065243 | 0.011174 |
| RM | 299.75 | 499.007 |
| LM | 85.637 | 47.1318 |
| L1 | 0.012449 | 0.016175 |
| L2 | 0.012449 | 0.016175 |
| L0 | 0.000123 | 0.041204 |

3.3 MEDICIÓN DE LA PUESTA A TIERRA

Utilizando el método del 62% o el método llamado de las tres picas para determinar la puesta a tierra, se utilizó el telurómetro, equipo de medida que se encuentra en el Laboratorio de Alto Voltaje. Conectando la referencia del telurómetro al terminador neutro de una de las mesas de trabajo y clavando en la parte externa los electrodos Y y Z como se ve en la Figura 3.3 y el valor da un resultado de 0.44 [Ω] como se indica en la Figura 3.2.



Figura 3.2. Medición de puesta a tierra en Laboratorio de Maquinas Eléctricas-EPN



Figura 3.3. Conexión de los electrodos utilizando el método de las tres picas o método del 62%.

3.4 PRUEBAS DE FALLAS EN EL TRANSFORMADOR DIDÁCTICO

3.4.1 PRUEBA DE FALLA MONOFÁSICA A TIERRA

Este proceso se encuentra indicado en la sección 2.2.4 del capítulo 2 para transformador trifásico didáctico.

La prueba de falla monofásica a tierra se realizó en el Laboratorio de Maquinas Eléctricas, en una de las mesas de trabajo. Una vez realizada la conexión Dyn5 en el transformador trifásico, se procede a alimentar por el lado primario con una fuente variable de voltaje alterno, hasta llegar a 120V en sus bobinados, como se indica en la Figura 3.4.



Figura 3.4. Fuente alterna regulable de voltaje para alimentar al transformador bajo prueba.

El neutro del lado secundario en conexión estrella del transformador debe estar conectado al neutro de la red. Una vez realizado y verificado el proceso anterior, lo siguiente es conectar en una de las fases del lado secundario una resistencia de 2 ohmios en serie con un interruptor bipolar de 25A al neutro de la red, como se indica en la Figura 3.5.



Figura 3.5. Conexión en serie de la resistencia y del interruptor bipolar.

Para poder extraer las medidas de este evento, el osciloscopio se debe conectar en paralelo a la resistencia, donde se mide el voltaje. El evento de cortocircuito debe durar unos pocos segundos para evitar el calentamiento de las bobinas y así cuidar para que no se deteriore el transformador. Este proceso se realiza para las fases A, B y C.

3.4.2 PRUEBA DE FALLA BIFÁSICA A TIERRA

Este proceso se encuentra indicado en la sección 2.2.5 del capítulo 2 para transformador trifásico didáctico.

La prueba de falla bifásica a tierra se realizó en el Laboratorio de Maquinas Eléctricas, en una de las mesas de trabajo. Una vez realizada la conexión Dyn5 en el transformador trifásico, se procede a alimentar por el lado primario con una fuente variable de voltaje alterno, hasta llegar a 120V en sus bobinados, como se indica en la Figura 3.6.



Figura 3.6. Fuente alterna regulable de voltaje para alimentar al transformador bajo prueba.

El neutro del lado secundario en conexión estrella del transformador debe estar conectado al neutro de la red. Una vez realizado y verificado el proceso anterior, lo siguiente es conectar en dos de las fases del lado secundario una resistencia de 2 y 4.4 ohmios en serie con un interruptor bipolar de 25 [A] al neutro de la red, como se indica en la Figura 3.7.



Figura 3.7. Conexión en serie de la resistencia y del interruptor bipolar.

Para poder extraer las medidas de este evento el osciloscopio se debe conectar en paralelo a la resistencia, donde se mide el voltaje. El evento de cortocircuito debe durar unos pocos segundos para evitar el calentamiento de las bobinas y así cuidar para que no se deteriore el transformador. Este proceso se realiza para las fases AB, BC y CA.

3.5 PRUEBAS DE FALLAS EN EL TRANSFORMADOR DE 50 [kVA]

3.5.1 PRUEBA DE FALLA MONOFÁSICA A TIERRA

Este proceso se encuentra indicado en la sección 2.2.4 del capítulo 2 para transformador trifásico de 50 [kVA].

La prueba de falla monofásica a tierra se realizó en el Laboratorio de Maquinas Eléctricas, en una de las mesas de trabajo. La conexión en Dyn5 del transformador de 50 [kVA] se encuentra internamente conectado.

Para alimentar al transformador trifásico de 50 [kVA], el laboratorio no dispone de una fuente que entregue el voltaje nominal que se necesita debido a condiciones físicas del mismo, por lo tanto, se procede alimentar a 500 [V] trifásicos por el lado de alto voltaje con sus respectivas protecciones, como se indica en la Figura 3.8 y Figura 3.9



Figura 3.8. Fuente trifásica de 500 [V] con sus seccionadores tipo expulsión.



Figura 3.9. Alimentación del transformador trifásico por el lado de alto voltaje.

El neutro del lado secundario en conexión estrella del transformador de 50 [kVA] debe estar conectado al neutro de la red.

Lo siguiente que se realiza es conectar una de las fases del lado secundario del transformador a un interruptor tripolar, como se indica en la Figura 3.10 este interruptor tiene características de 500 [V]-100 [A]



Figura 3.10. Conexión de la fase B para realizar la falla monofásica a tierra.

Para realizar el cortocircuito, se conecta alambre fusible de 60 [A], se conecta dos hilos de este alambre en paralelo entre los terminales de una de las fases de los interruptores para que tenga una capacidad de soportar el cortocircuito hasta una corriente de 120 [A]. Como se puede observar en la Figura 3.11.



Figura 3.11. Conexión del alambre fusible de 120 [A] como protección ante el evento de cortocircuito.

El cierre del evento interruptor se lo hace manualmente y debe tener un tiempo de duración de uno a dos segundos, en este tiempo se debe aprovechar tomando las medidas con ayuda del osciloscopio, una vez realizado esto se procede a la apertura del interruptor. En el caso de pasar más tiempo cerrado el interruptor, el alambre fusible empieza a emanar humo debido a la alta temperatura provocado por el paso de la corriente, hasta llegar a su punto de fusión. Cuando se da este caso, se debe esperar un tiempo prudente debido a

que el fusible aún se mantiene caliente, una vez disminuida la temperatura, se procede a realizar el respectivo cambio para continuar con las otras fases.

Para poder medir sus valores con ayuda del osciloscopio, se debe colocar transformadores de corriente en las fases donde se va a realizar el cortocircuito, como se indica en la Figura 3.12. Además, el transformador de corriente debe estar conectado a su máxima escala de 5 [A] - 400 [A] para que pueda realizarse las mediciones en el osciloscopio.



Figura 3.12. Conexión del transformador de corriente en una de las fases a realizar el evento de cortocircuito.

El transformador de corriente debe conectarse a una resistencia de 5 ohm para que el osciloscopio pueda conectarse en paralelo reduciendo la corriente para que esta pueda ser medida, como se indica en la Figura 3.13.



Figura 3.13. Conexión de un canal del osciloscopio a la resistencia de 5 ohm.

El evento de cortocircuito debe durar unos pocos segundos para evitar el calentamiento de las bobinas y así cuidar para que no se deteriore el transformador. Este proceso se realiza para las fases A, B y C.

3.5.2 PRUEBA DE FALLA BIFÁSICA A TIERRA

Este proceso se encuentra indicado en la sección 2.2.5 del capítulo 2 para transformador trifásico de 50 [kVA].

La prueba de falla bifásica a tierra se realizó en las mismas condiciones que la falla monofásica a tierra en el Laboratorio de Maquinas Eléctricas con el transformador de 50 [kVA] alimentado con una fuente trifásica de 500 [V] como se indica en la sección anterior 3.5.1.

La diferencia, es conectar dos fases donde ocurre las fallas del lado secundario del transformador al mismo interruptor tripolar, como se indica en la Figura 3.14.



Figura 3.14. Conexión de la fase AB para realizar la falla bifásica a tierra.

Para realizar el cortocircuito, se conecta alambre fusible de 60 [A], se conecta dos hilos de este alambre en paralelo entre los terminales de una de las fases de los interruptores para que tenga una capacidad de soportar el cortocircuito hasta una corriente de 120 [A]. Como se puede observar en la Figura 3.15

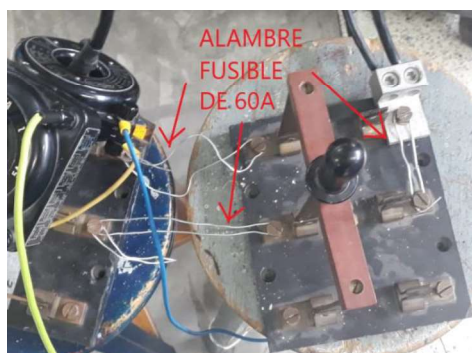


Figura 3.15. Conexión del alambre fusible de 120 [A] como protección ante el evento de falla bifásica a tierra.

El cierre del evento interruptor se hace manualmente y debe tener un tiempo de duración de uno a dos segundos, en este tiempo se debe aprovechar tomando las medidas con ayuda del osciloscopio, una vez realizado esto se procede a la apertura del interruptor. En el caso de pasar más tiempo cerrado el interruptor, el alambre fusible empieza a emanar humo debido a la alta temperatura provocado por el paso de la corriente, hasta llegar a su punto de fusión. Cuando se da este caso, se debe esperar un tiempo prudente debido a que el fusible aún se mantiene caliente, luego de esto, se procede a realizar el respectivo cambio para continuar con las otras fases.

Para poder medir sus valores con ayuda del osciloscopio, se debe colocar transformadores de corriente en las fases donde se va a realizar el cortocircuito, como se indica en la Figura 3.16 Además, el transformador de corriente debe estar conectado a su máxima escala de 5 [A] - 400 [A] para que pueda realizarse las mediciones en el osciloscopio.



Figura 3.16. Conexión del transformador de corriente en una de las fases a realizar el evento bifásica a tierra.

Cada transformador de corriente debe conectarse a una resistencia de 5 ohm para que el osciloscopio pueda conectarse en paralelo reduciendo la corriente para que ésta pueda ser medida, como se indica en la Figura 3.17.

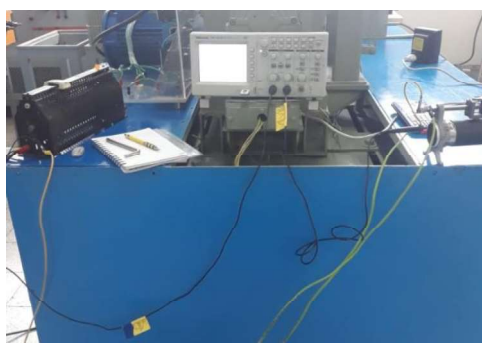


Figura 3.17. Conexión de los dos canales del osciloscopio a la resistencia de 5 ohm.

El evento de cortocircuito debe durar unos pocos segundos para evitar el calentamiento de las bobinas y así cuidar para que no se deteriore el transformador. Este proceso se realiza para las fallas AB, BC y CA.

3.6 PROCESAMIENTO DE DATOS

3.6.1 TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DIDÁCTICO

Este procesamiento de datos en el transformador trifásico didáctico es simple, una vez realizado el cortocircuito cuando se cierran las cuchillas del interruptor bipolar, el osciloscopio registra los datos de la forma de onda, entregando archivos .SCV los cuales son tratados en Excel tanto para las fallas monofásica a tierra como bifásicas a tierra para obtener las gráficas que se indican desde la Figura de la 3.18 a la Figura 3.26.

Las formas de onda resultantes de las pruebas de laboratorio para fallas monofásicas a tierra son:

La curva de falla monofásica a tierra en la fase A en el transformador trifásico didáctico se observa en la Figura 3.18.

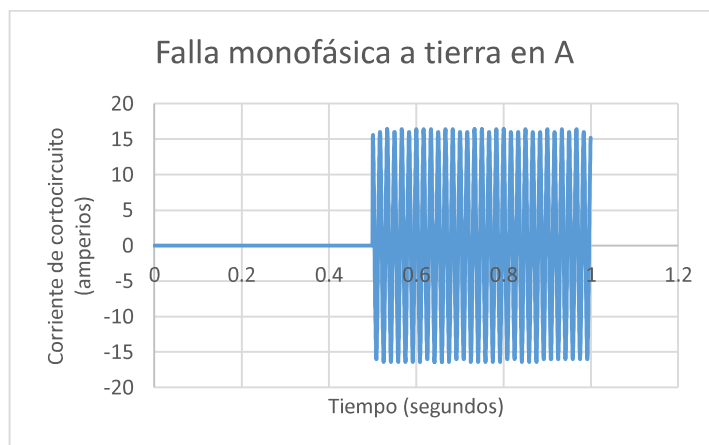


Figura 3.18. Forma de onda de la corriente de cortocircuito para el evento de falla monofásica a tierra en A.

La curva falla monofásica a tierra en la fase B en el transformador trifásico didáctico se observa en la Figura 3.19.

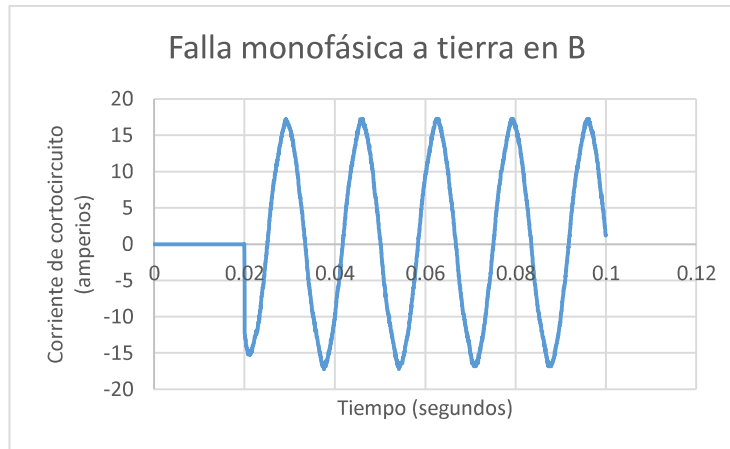


Figura 3.19. Forma de onda de la corriente de cortocircuito para el evento de falla monofásica a tierra en B.

La curva falla monofásica a tierra en la fase C en el transformador trifásico didáctico se observa en la Figura 3.20.

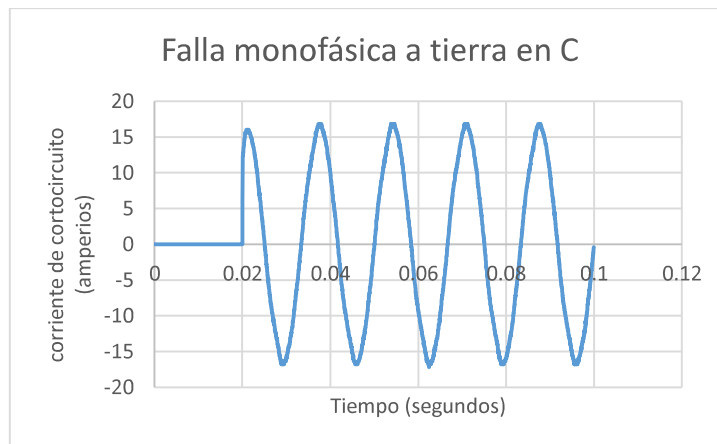


Figura 3.20. Forma de onda de la corriente de cortocircuito para el evento de falla monofásica a tierra en C.

Formas de onda resultantes de las pruebas de laboratorio para fallas bifásicas a tierra.

La curva falla bifásica a tierra AB en la fase A en el transformador trifásico didáctico se observa en la Figura 3.21.

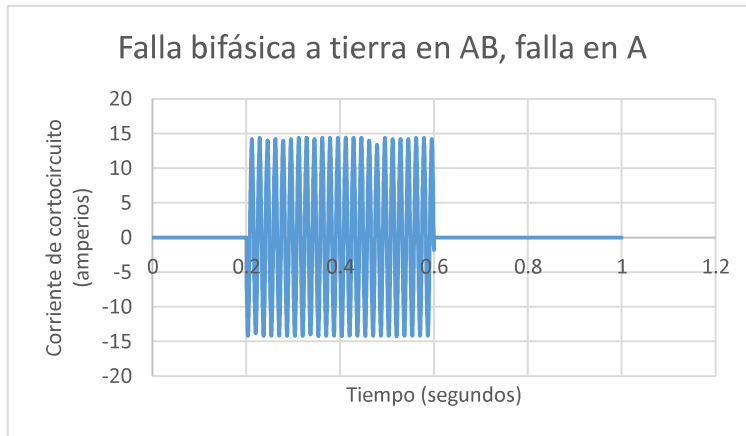


Figura 3.21. Forma de onda de la corriente de cortocircuito para el evento de falla bifásica a tierra AB con falla en A.

La curva falla bifásica a tierra AB en la fase B en el transformador trifásico didáctico se observa en la Figura 3.22.

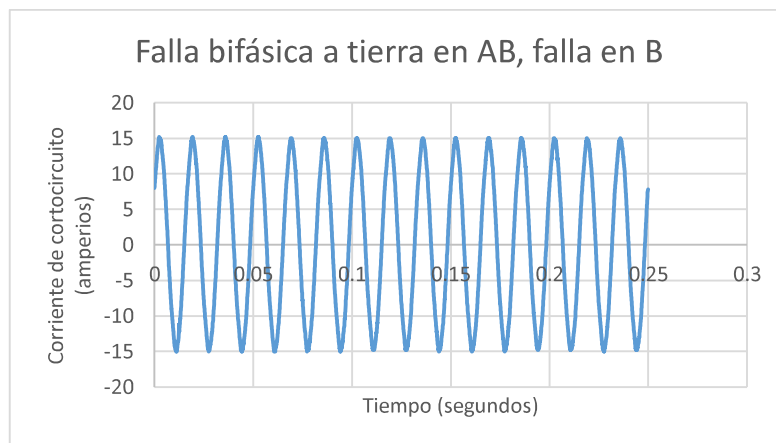


Figura 3.22. Forma de onda de la corriente de cortocircuito para el evento de falla bifásica a tierra AB con falla en B.

La curva falla bifásica a tierra BC en la fase B en el transformador trifásico didáctico se observa en la Figura 3.23.

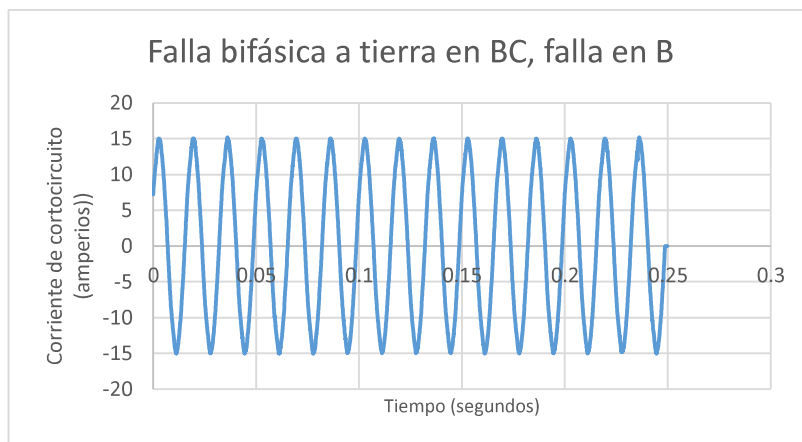


Figura 3.23. Forma de onda de la corriente de cortocircuito para el evento de falla bifásica a tierra BC con falla en B.

La curva falla bifásica a tierra BC en la fase C en el transformador trifásico didáctico se observa en la Figura 3.24.

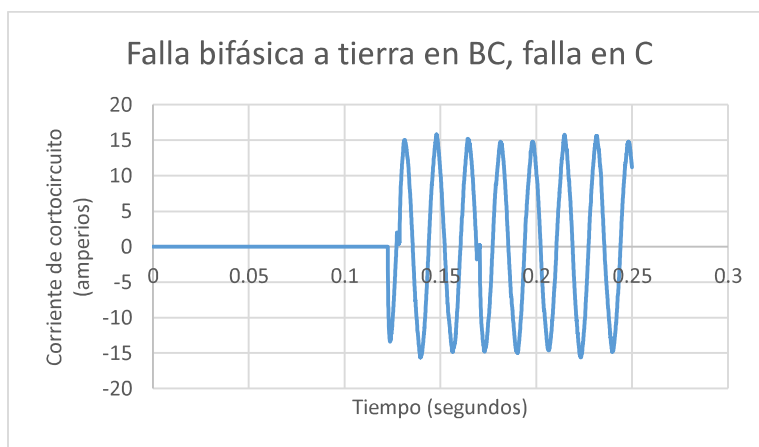


Figura 3.24. Forma de onda de la corriente de cortocircuito para el evento de falla bifásica a tierra BC con falla en C.

La curva falla bifásica a tierra AC en la fase A en el transformador trifásico didáctico se observa en la Figura 3.25.

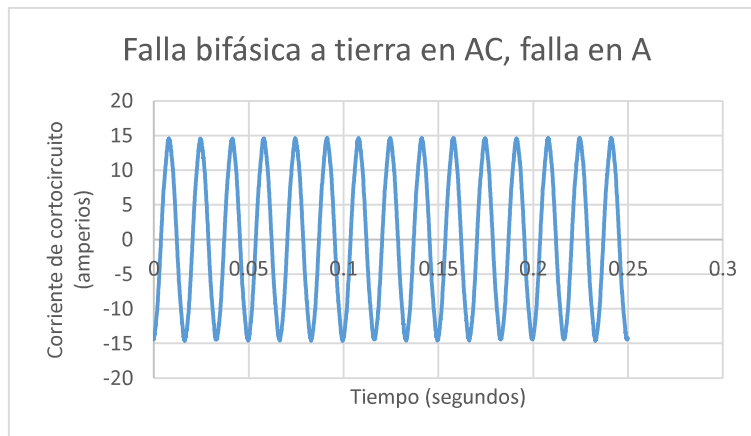


Figura 3.25. Forma de onda de la corriente de cortocircuito para el evento de falla bifásica a tierra AC con falla en A.

La curva falla bifásica a tierra AC en la fase C en el transformador trifásico didáctico se observa en la Figura 3.26.

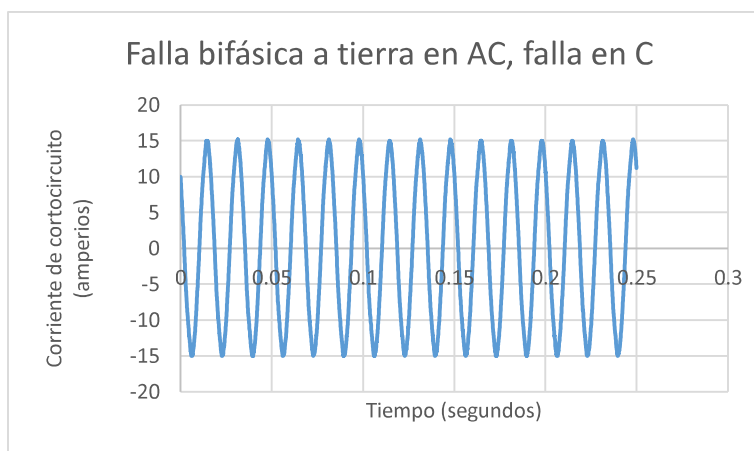


Figura 3.26. Forma de onda de la corriente de cortocircuito para el evento de falla bifásica a tierra AC con falla en C.

Hay que recalcar que las fallas tanto, monofásicas a tierra y bifásicas a tierra trabajaron sin una impedancia de falla, por lo que se dice que es una falla franca.

3.6.2 TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 50 [kVA]

El proceso detallado para el transformador didáctico también se aplica para el transformador de 50 [kVA] tanto para las fallas monofásicas y bifásicas a tierra.

Se empezará con la falla bifásica a tierra ya que al trabajar con la falla monofásica a tierra se escogerá solo un canal de medida en el osciloscopio como este procedimiento lo indica más adelante.

Para determinar la curva de corriente de cortocircuito en el evento de la falla bifásica se debe tomar en cuenta un factor, ya que la corriente sale distorsionada como se indica en la Figura 3.27.

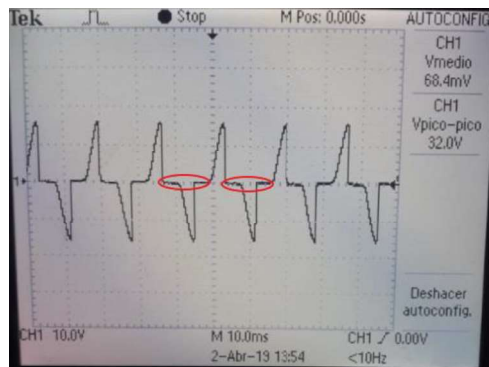


Figura 3.27. Presenta discontinuidades en la onda de corriente de cortocircuito en el lado de bajo voltaje del transformador trifásico de 50 [kVA].

Para eliminar estas discontinuidades, se debe variar la resistencia, de tal manera que lo que marque la pinza amperimétrica en amperios marque lo mismo en el osciloscopio, pero en voltios.

Para poder medir una forma de onda completa de corriente de cortocircuito lo que se debe hacer es reducir la escala en el canal del osciloscopio y se debe tomar dos medidas, la corriente en las fases donde ocurre la falla y otra, el voltaje en el osciloscopio, como se ve en la Figura 3.28 y Figura 3.29. Con las dos medidas se realiza una división entre la corriente y el voltaje para que arroje un factor que posteriormente se multiplicará en el formato de Excel para poder trabajar con el valor real de la onda.

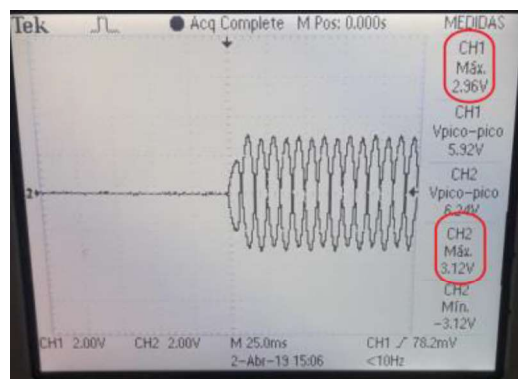


Figura 3.28. Medidas de voltaje en las fases donde existen la falla a tierra.



Figura 3.29. Medición de corriente de cortocircuito en las fases donde se produce la falla a tierra.

Con estos dos valores se obtiene la siguiente Tabla 3.4. donde indica un factor con el que se multiplicará a la amplitud para obtener los valores reales.

Tabla 3.4. Valores de corrientes y voltajes en una falla bifásica a tierra

| FALLA BIFASICA AB | | | | |
|-------------------|-------|---------------|-------------|-------------------|
| Fase | Canal | Corriente (A) | Voltaje (V) | Corriente/Voltaje |
| A | CH2 | 171.4 | 2.96 | 57.90540541 |
| B | CH1 | 170.5 | 3.12 | 54.6474359 |

Lo que se obtiene del osciloscopio son dos archivos .CSV ya que es una falla bifásica a tierra que se pueden trabajar en formato Excel.

La curva falla bifásica a tierra AB en la fase A en el transformador trifásico de 50 [kVA] se observa en la Figura 3.30.

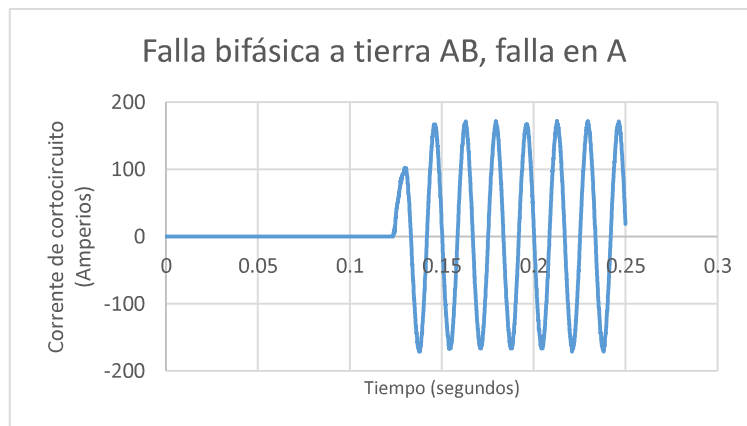


Figura 3.30. Forma de onda de la corriente de cortocircuito para el evento de falla bifásica a tierra en este caso AB con falla en A.

La curva falla bifásica a tierra AB en la fase B en el transformador trifásico de 50 [kVA] se observa en la Figura 3.31.

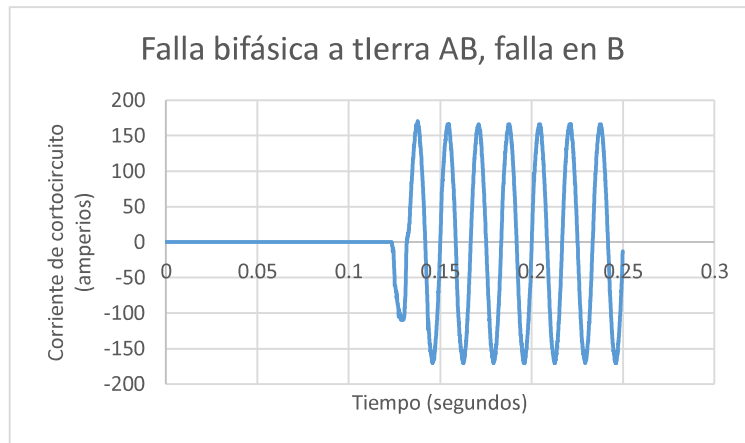


Figura 3.31. Forma de onda de la corriente de cortocircuito para el evento de falla bifásica a tierra en este caso AB con falla en B.

Por lo tanto, después de multiplicar a la amplitud por el factor, los valores de corrientes de cortocircuito son iguales, tanto en la pinza amperimétrica como en la gráfica para que posteriormente se trabaje en MATLAB-Simulink.

Tabla de resultados de las fallas monofásicas y bifásicas a tierra:

Tabla 3.5. Valores de corrientes y voltajes para determinar el factor a utilizar en fallas monofásicas a tierra.

| FALLAS MONOFÁSICAS A TIERRA | | | | |
|-----------------------------|-------|---------------|-------------|-------------------|
| FASE | Canal | Corriente (A) | Voltaje (V) | Corriente/Voltaje |
| A | CH1 | 192.9 | 3.84 | 50.234375 |
| B | CH1 | 197 | 3.84 | 51.302083 |
| C | CH1 | 191.4 | 3.84 | 49.84375 |

La curva falla monofásica a tierra en la fase A en el transformador trifásico de 50 [kVA] se observa en la Figura 3.32.

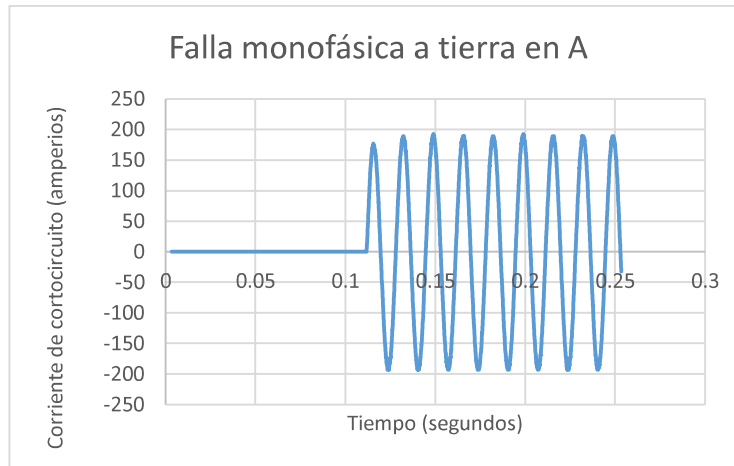


Figura 3.32. Forma de onda de la corriente de cortocircuito para el evento de falla monofásica a tierra en A.

La curva falla monofásica a tierra en la fase B en el transformador trifásico de 50 [kVA] se observa en la Figura 3.33.

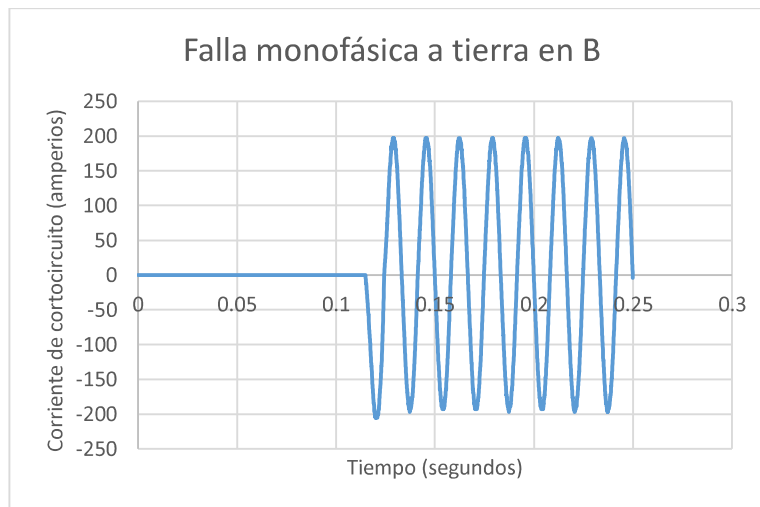


Figura 3.33. Forma de onda de la corriente de cortocircuito para el evento de falla monofásica a tierra en B.

La curva falla monofásica a tierra en la fase C en el transformador trifásico de 50 [kVA] se observa en la Figura 3.34.

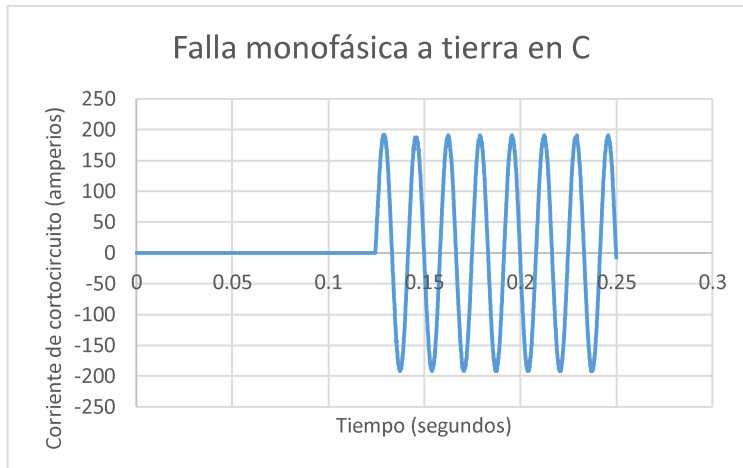


Figura 3.34 Forma de onda de la corriente de cortocircuito para el evento de falla monofásica a tierra en C.

Tabla 3.6. Valores de corrientes y voltajes para determinar el factor a utilizar en fallas bifásicas a tierra.

| FALLAS BIFÁSICAS | | | | | |
|-------------------------|-------------|--------------|----------------------|--------------------|--------------------------|
| FALLA | FASE | Canal | Corriente (A) | Voltaje (V) | Corriente/Voltaje |
| AB | A | CH2 | 193.7 | 3.36 | 57.64880952 |
| | B | CH1 | 202.2 | 3.12 | 64.80769231 |
| BC | B | CH1 | 184 | 2.88 | 63.88888889 |
| | C | CH2 | 201.8 | 3.52 | 57.32954545 |
| CA | A | CH1 | 203.5 | 3.12 | 65.22435897 |
| | C | CH2 | 174.8 | 3.28 | 53.29268293 |

La curva falla bifásica a tierra AB en la fase A en el transformador trifásico de 50 [kVA] se observa en la Figura 3.35.

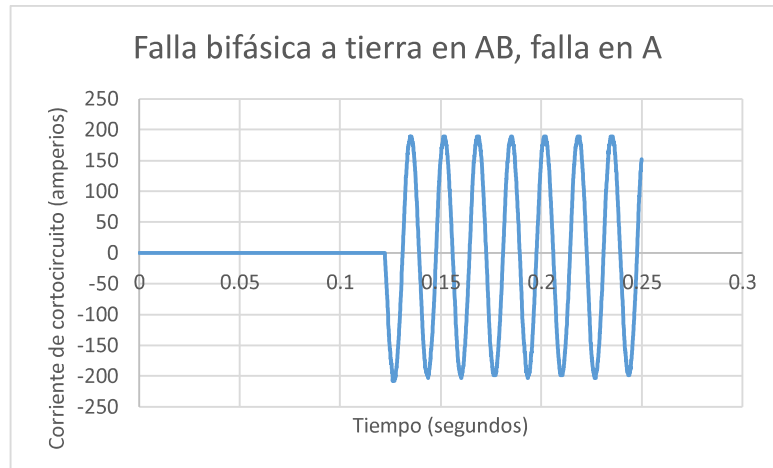


Figura 3.35. Forma de onda de la corriente de cortocircuito para el evento de falla bifásica a tierra AB con falla en A.

La curva falla bifásica a tierra AB en la fase B en el transformador trifásico de 50 [kVA] se observa en la Figura 3.36.

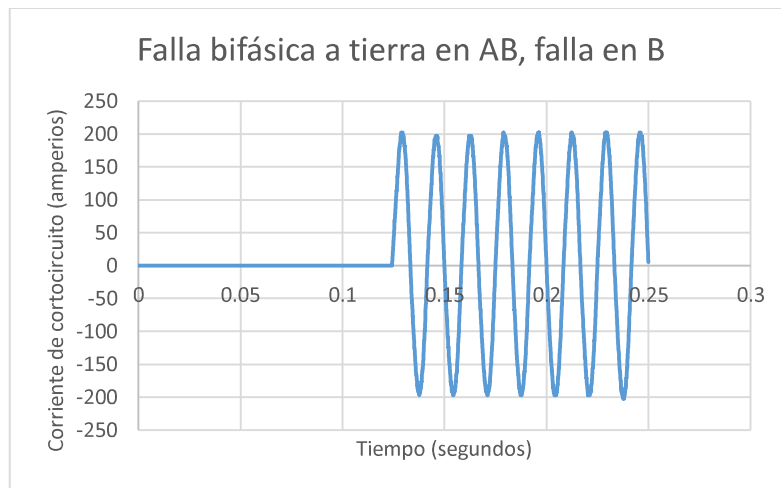


Figura 3.36. Forma de onda de la corriente de cortocircuito para el evento de falla bifásica a tierra AB con falla en B.

La curva falla bifásica a tierra BC en la fase B en el transformador trifásico de 50 [kVA] se observa en la Figura 3.37.

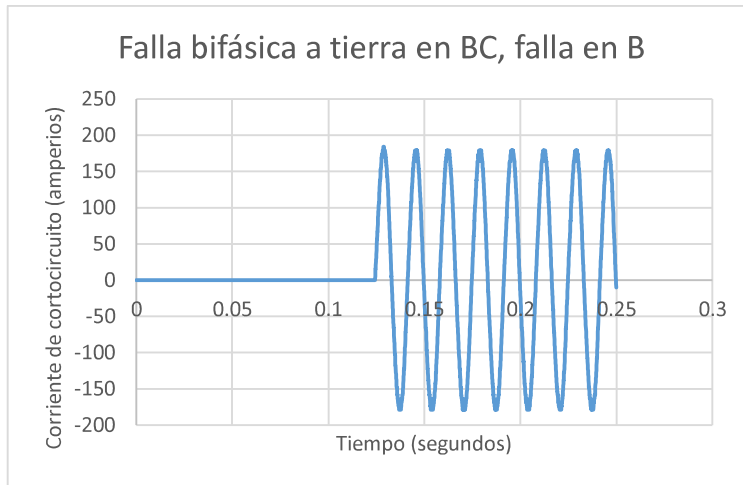


Figura 3.37. Forma de onda de la corriente de cortocircuito para el evento de falla bifásica a tierra BC con falla en B.

La curva falla bifásica a tierra BC en la fase C en el transformador trifásico de 50 [kVA] se observa en la Figura 3.38.

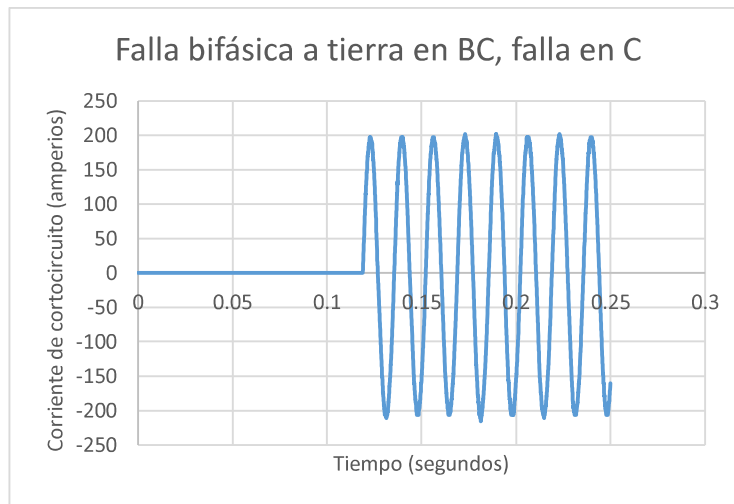


Figura 3.38. Forma de onda de la corriente de cortocircuito para el evento de falla bifásica a tierra BC con falla en C.

La curva falla bifásica a tierra AC en la fase A en el transformador trifásico de 50 [kVA] se observa en la Figura 3.39.

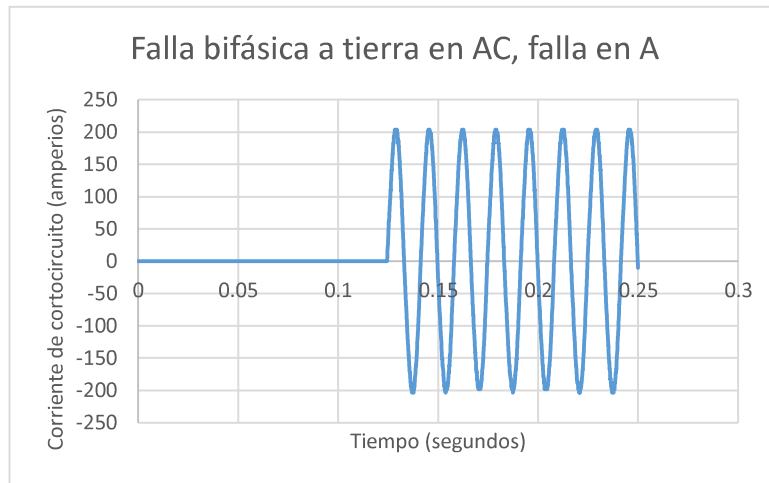


Figura 3.39. Forma de onda de la corriente de cortocircuito para el evento de falla bifásica a tierra AC con falla en A.

La curva falla bifásica a tierra AC en la fase C en el transformador trifásico de 50 [kVA] se observa en la Figura 3.40.

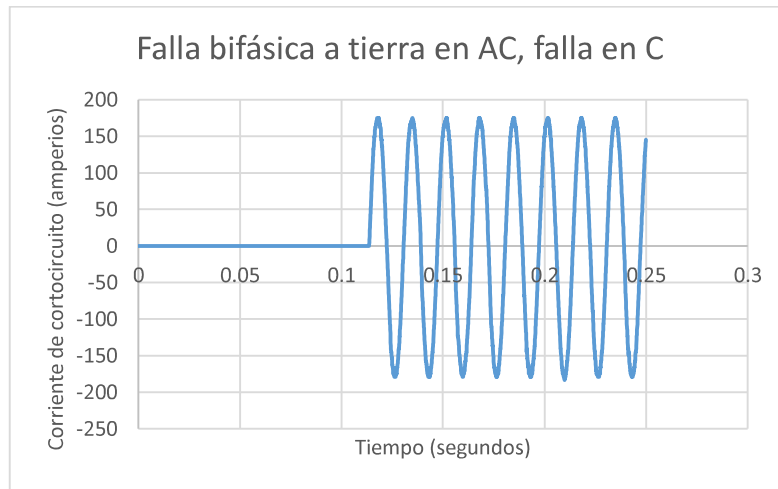


Figura 3.40. Forma de onda de la corriente de cortocircuito para el evento de falla bifásica a tierra AC con falla en C.

Hay que recalcar que las fallas tanto, monofásicas a tierra y bifásicas a tierra trabajaron sin una impedancia de falla, por lo que se dice que es una falla franca.

3.7 PROGRAMA ESTRUCTURADO EN MATLAB-SIMULINK

3.7.1 TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DIDÁCTICO

El programa desarrollado en el archivo .m de MATLAB se compone de una subrutina la cual llama a los datos desde un archivo Excel los cuales contienen los valores de las mediciones de corriente de cortocircuito de las pruebas realizadas en el laboratorio.

En este archivo se trabaja con los valores de los parámetros de secuencias en p.u. que resultaron de las pruebas de vacío, cortocircuito y de secuencia cero, según los parámetros internacionales.

Las instrucciones de trabajo desarrolladas en MATLAB se puede observar en el ANEXO A.

Una vez llamado a los valores del archivo en Excel se procede a gráfica con los valores de tiempo vs. los valores de corriente de cortocircuito como se indica en la Figura 3.41.

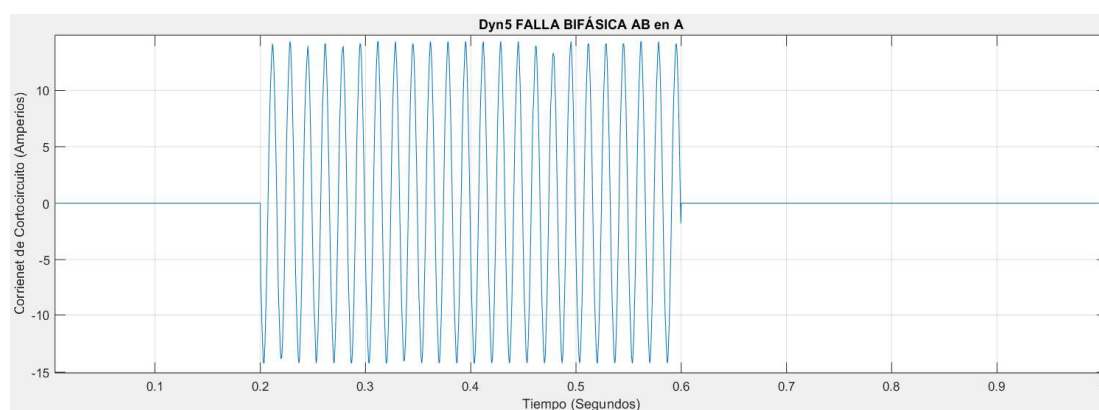


Figura 3.41. Gráfica de la corriente de cortocircuito para una falla bifásica a tierra en el transformador trifásico didáctico.

3.7.2 TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 50 [kVA]

El programa desarrollado en el archivo .m de MATLAB se compone de una subrutina la cual llama los datos desde un archivo Excel que contiene los valores de las mediciones de corriente de cortocircuito de las pruebas realizadas en el laboratorio.

En este archivo se trabaja con los valores de los parámetros de secuencias en p.u. que resultaron de las pruebas de vacío, cortocircuito y de secuencia cero, según los parámetros internacionales. Además, también llama a un archivo en Excel proveniente de una simulación desarrollada en Power Factory que ayudó a comprobar el método antes propuesto, resultando de esto una gráfica la cual resulta de los valores simulados y

comparados nuevamente con la curva del modelo, la gráfica a medir se la ve en la Figura 3.42.

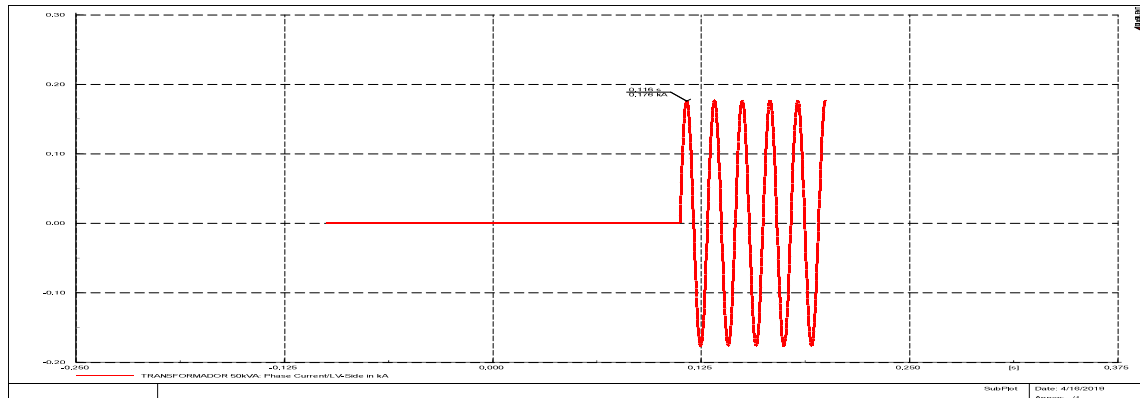


Figura 3.42. Curvas de corriente de cortocircuito para los eventos de fallas monofásicas a tierra y bifásicas extraída del Power Factory.

Una vez llamado a los valores del archivo en Excel se procede a gráfica con los valores de tiempo vs. los valores de corriente de cortocircuito.

El código es desarrollado en MATLAB se puede observar en ANEXO A el cual llama los valores desde el archivo excel y al ejecutarse resulta las gráficas como se observan en la Figura 3.43.

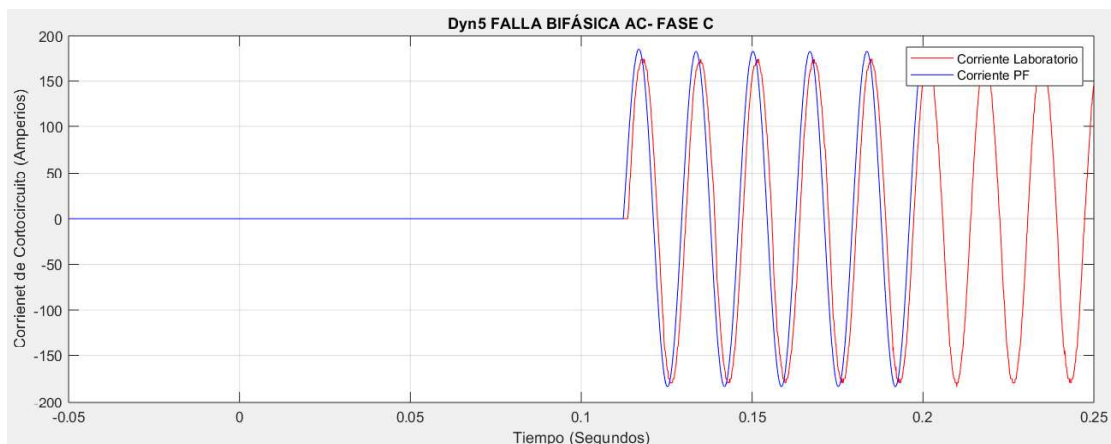


Figura 3.43. Gráfica de color azul es la corriente de cortocircuito realizada en el Power Factory y la gráfica de color rojo es la corriente de cortocircuito realizada en el laboratorio.

Este programa en Simulink tiene el mismo procedimiento para realizar los dos tipos de eventos de fallas tanto en el transformador didáctico como en el transformador de 50 [kVA] como se observa en la Figura 3.44.

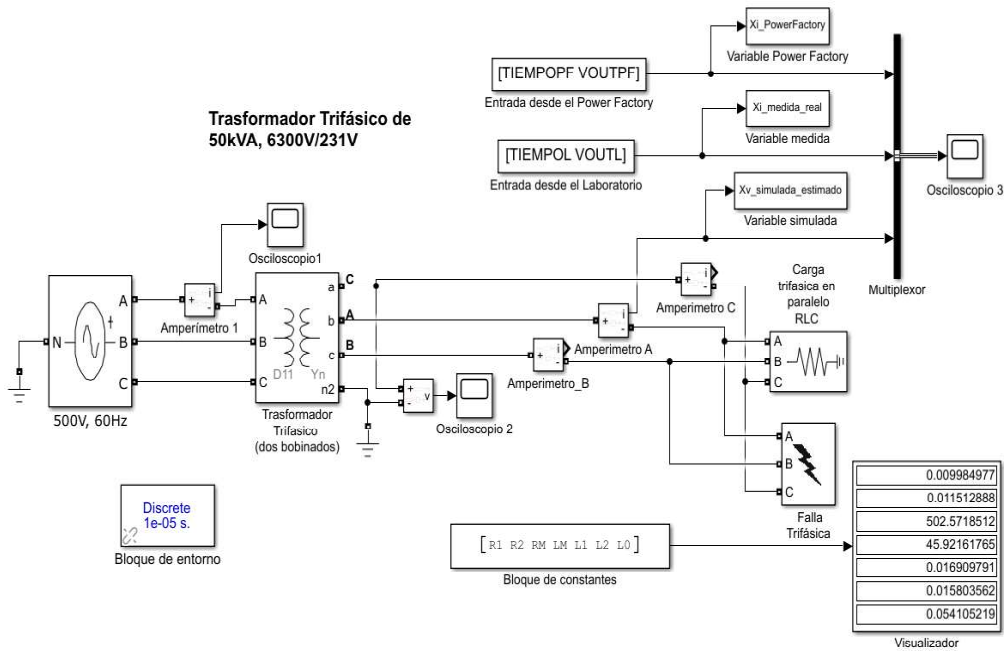


Figura 3.44. Modelo desarrollado para eventos de cortocircuito en el transformador trifásico de 50 [kVA].

A continuación, se indica como es el funcionamiento de cada bloque que a servido para estructurar el modelo.

Fuente de voltaje trifásica programable:

La amplitud del voltaje se la debe ingresar en voltios RMS fase a fase para el caso del transformador de 50 [kVA] se ingresa a 500V y en el transformador didáctico 208V. La fase en grados y la frecuencia en hercios de la secuencia positiva, siendo la frecuencia de los dos transformadores a 60 [Hz] y la fase en grados se determina a modo de prueba y error hasta que las formas de ondas tanto del modelo como de la medición queden lo más próximo a estar en la misma fase.

Este es un bloque que genera un voltaje sinusoidal con parámetros variables en el tiempo, como indica la Figura 3.45.

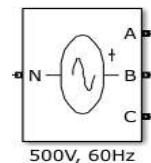


Figura 3.45. Bloque de fuente de voltaje trifásica programable.

Transformador trifásico (dos devanados)

La conexión que se requiere para el transformador de 50 [kVA] es Dyn5 para esto se debe conectar en el bobinado 1 en D11 y en el bobinado 2 en Yn con característica tipo núcleo.

La potencia nominal que se debe ingresar para el transformador trifásico de 50 [kVA] es de 5000 [VA] y para el transformador trifásico didáctico es de 1801.33 [VA] a la misma frecuencia de la red, es decir 60 [Hz].

Los parámetros ingresados para los dos transformadores bajo prueba son R1, R2, L1, L2, L0, LM, RM que son llamados del archivo .m, los mismos que son calculados de las pruebas en laboratorio.

En esta sección del programa se debe tener muy en cuenta que las salidas de las del lado secundario cambian a CBA debido a la combinación propia del programa, como indica la Figura 3.46.

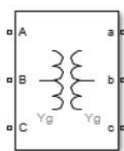


Figura 3.46. Bloque del transformador trifásico dos devanados a ser implementado.

Carga trifásica paralela RLC

Para los dos transformadores a prueba se debe colocar una carga trifásica de 1 [W] de potencia activa con el voltaje que corresponde al lado secundario del transformador, para el caso del transformador de 50 [kVA] es de 231 [V] y para el caso del transformador didáctico es de 380.6 [V] como se observa en la Figura 3.47.

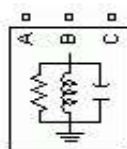


Figura 3.47. Bloque de una carga trifásica puramente resistiva para el programa a implementar.

Falla trifásica

En esta sección del programa se debe colocar el tiempo donde inicia el cortocircuito hasta donde termina, siendo este valor aproximadamente de 0,1 a 0,2 segundos.

Se debe tomar en cuenta si es fase monofásica a tierra o bifásica a tierra y en que fases se está trabajando con los archivos que resultaron de fallas realizadas en el laboratorio, para que no se mezclen los valores y se pueda estimar de manera correcta.

Se toma en cuenta que la resistencia de falla se considera cero en los eventos realizados en laboratorio por lo que se dice que es un cortocircuito franco. Además, se realizó la prueba de puesta a tierra para determinar poder ingresar el valor real en este bloque como se indica en la sección 2.3 siendo este valor un factor muy importante en la variación de la corriente de cortocircuito, como se observa en la Figura 3.48.

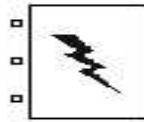


Figura 3.48. Bloque de falla trifásica a tierra para el programa a implementar.

Display

En este bloque se indican los valores ingresados de todos los parámetros medidos de las pruebas en laboratorio y donde se va puede verificar los nuevos parámetros de secuencias después de la sintonización como se observa en la Figura 3.49.

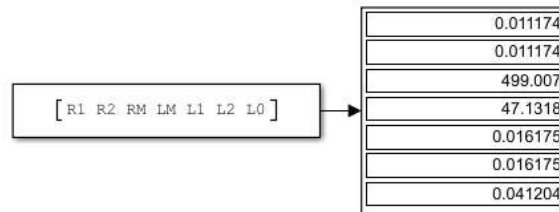


Figura 3.49. Bloque donde se indica los parámetros ingresados del archivo .m.

Cargar los valores desde el lugar de trabajo

En el bloque Xv_simulada_estimado: se cargan los valores del evento de fallas de cortocircuito realizadas en el modelo de Simulink.

En el bloque Xi_medida_real: se cargan los valores del evento de fallas de cortocircuito realizadas de las pruebas en laboratorio.

En el bloque Xi_Powerfactory: se cargan los valores del evento de falla de cortocircuito realizadas en el programa de Power Factory como parte que servirá para comparar los

resultados con los del modelo y así determinar el error, entre estos resultados, como se observa en la Figura 3.50.

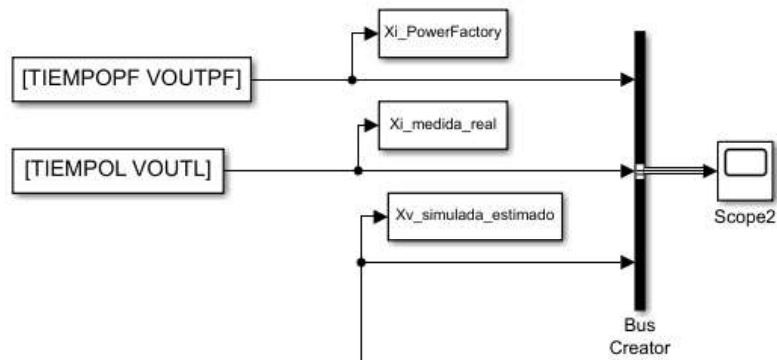


Figura 3.50. Sección donde cargan los valores de los eventos de fallas realizados en laboratorio y mostrando en el osciloscopio la forma de onda.

Osciloscopio

Una vez que corre el programa las tres ondas se reflejan en el osciloscopio como indica la Figura 3.51.

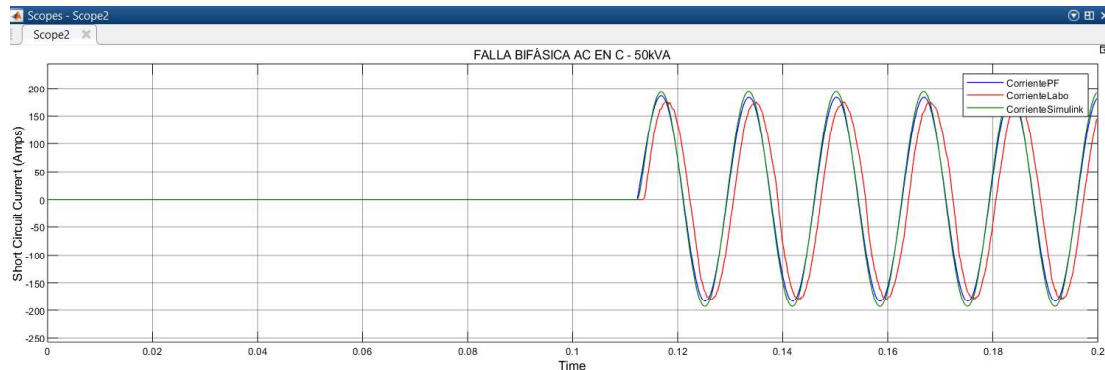


Figura 3.51. Formas de onda de la corriente de cortocircuito de los eventos realizados en el modelo de Simulink, pruebas en laboratorio y en Power Factory.

3.8 SINTONIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE SECUENCIAS

Para realizar la sintonización de los parámetros de secuencias, se deben realizar ciertos pasos como se indica a continuación:

Se debe ingresar a la herramienta “Parameter Estimation” que se encuentra en MATLAB-Simulink como se indica en la Figura 3.52.

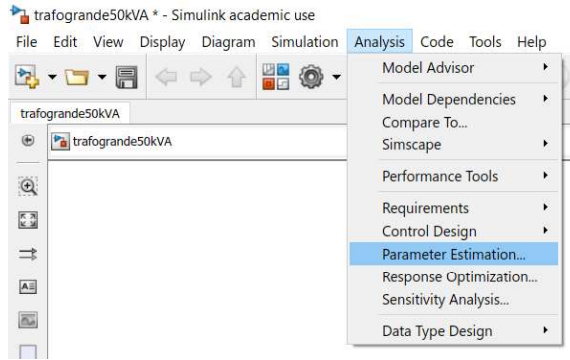


Figura 3.52. Ubicación de la herramienta “Parameter Estimation” en Simulink.

Una vez abierta esta herramienta, se elige la opción de “New Experiment” la cual despliega una nueva pantalla en la que ingresaremos en “Select Measured Output Signals”. En esta opción llamaremos desde el programa realizado en Simulink a la salida de la simulación del cortocircuito del modelo estructurado, como se observa en la Figura 3.53.

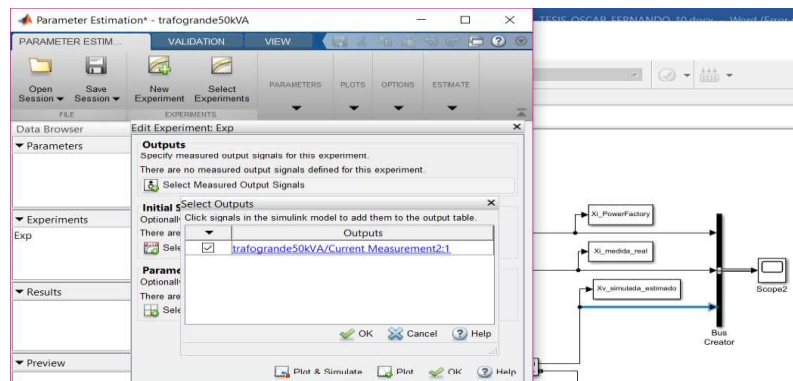


Figura 3.53. Cargar los datos del evento de falla desde el modelo en MATLAB-Simulink

Se debe colocar el mismo nombre de las variables con las que Simulink está llamando del evento de fallas realizadas medidas en el laboratorio, como se ve en la Figura 3.54.

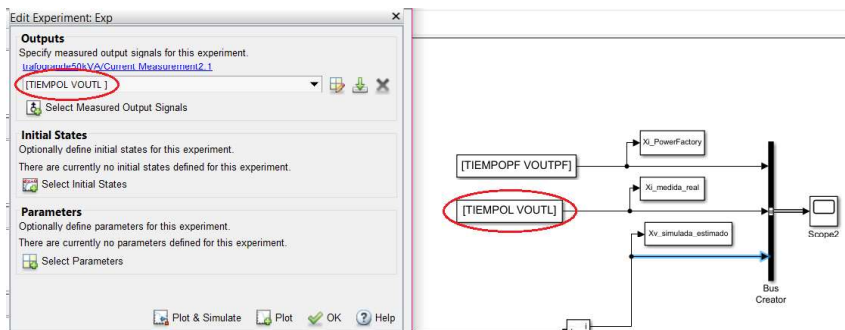


Figura 3.54. Formas de onda a comparar del modelo en MATLAB-Simulink con las medidas en el laboratorio.

Se debe seleccionar los parámetros si se quiere sintonizar y de esta manera se debe ir a la opción “Select Parameters” donde se desplegarán todos los parámetros incluyendo variables de tiempo, pero solo seleccionaremos los parámetros de secuencias, como se indica en la Figura 3.55.

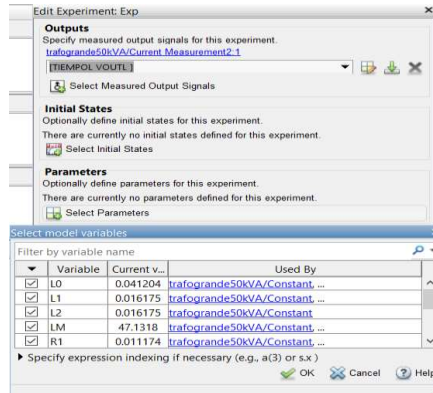


Figura 3.55. Parámetros de secuencia a seleccionar.

Con los parámetros a sintonizar seleccionados se debe asegurar que los parámetros una vez sintonizados sean solo positivos. Donde indica la selección solo de valores positivos es en la Figura 3.56.

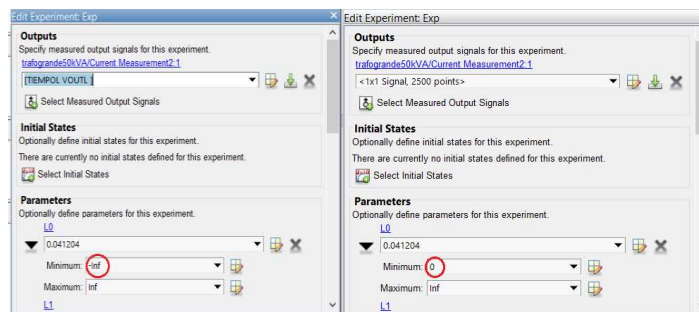


Figura 3.56. Aseguramos que los valores una vez sintonizados trabajen en el lado positivo.

Una vez que se encuentren todos los parámetros y trabajen en el lado positivo, planteamos la forma de onda del modelo en MATLAB-Simulink, como se ve en la Figura 3.57.

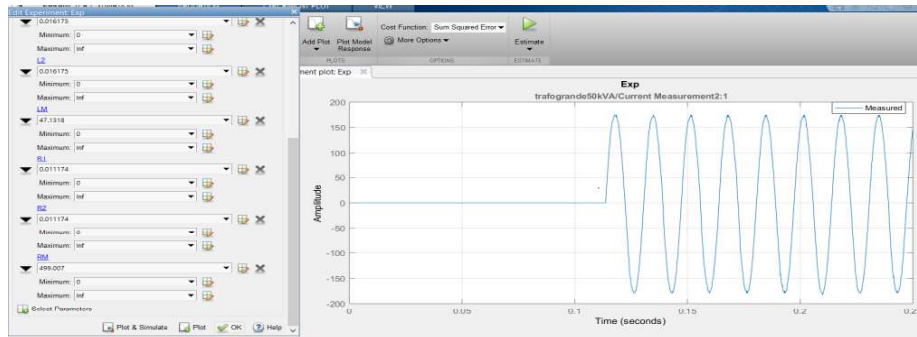


Figura 3.57. Parámetros para que sean positivos y la forma de onda del modelo en MATLAB-Simulink.

Se debe llamar a la otra forma de onda con la que se quiere comparar y esto se lo hace con la opción “Plot Model Response” como se indica en la Figura 3.58

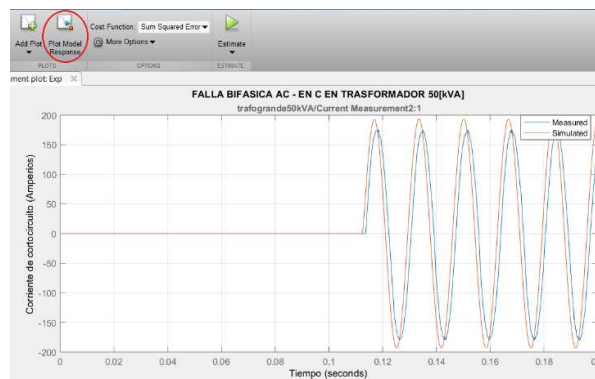


Figura 3.58. Formas de onda Medidas y Simuladas.

Ahora se debe analizar con que método se debe trabajar para realizar la estimación de parámetros, se escoge cualquiera de los cuatro de todos los cuales utilizan algoritmos que sintonizan dos curvas variando sus parámetros. Se debe especificar la tolerancia y se utilizó para estas sintonizaciones a 0.001 con un número máximo de 100 iteraciones como se observa en la Figura 3.59.

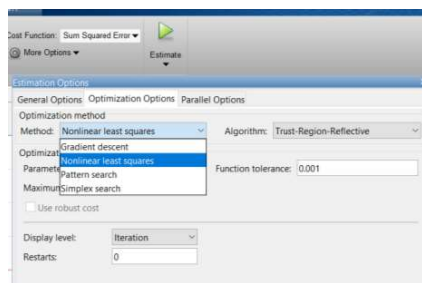


Figura 3.59. Métodos de optimización de parámetros con sus respectivos algoritmos.

Una vez seleccionado el método de optimización procedemos a estimar los parámetros de tal manera que las curvas vayan asemejándose. Esta herramienta lo que hace es ir cambiando de valores cualquiera de sus parámetros, como se aprecia en la Figura 3.60, de tal manera que las dos ondas vayan semejándose poco a poco hasta llegar a asemejarse lo más que se pueda como se indica en la Figura 3.61

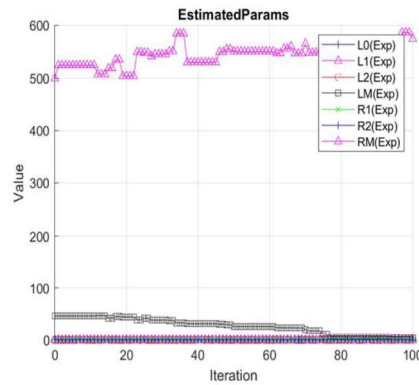


Figura 3.60. Variación del parámetro L1 y LM para que se sintonicen las dos ondas.

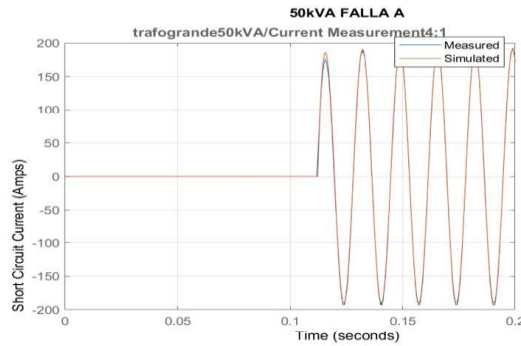


Figura 3.61. Sintonización de formas de ondas medidas y simuladas.

Una vez acabada la sintonización una tabla indica cuantas iteraciones se dieron y en cuanto se pudo minimizar la función objetivo como se indica en la Figura 3.62.

| Iteration | F-count | Exp (Minimize) |
|-----------|---------|----------------|
| 0 | 15 | |
| 1 | 30 | |

Figura 3.62. Reporte del progreso de la estimación donde indica el número de iteraciones y hasta donde pudo reducirse la función objetivo.

Una vez terminado el proceso de optimización de parámetros, se procede a verificar el error cuadrático medio del estimador RMSE (Root-mean-square error) con la herramienta cftool de MATLAB que es debido a la aleatoriedad de sus parámetros, también se da el caso porque el estimador no tiene en cuenta la información que podría producir una estimación más precisa, en este caso la simulada y la medida calculando un error aceptable, como se observa en la Figura 3.63.

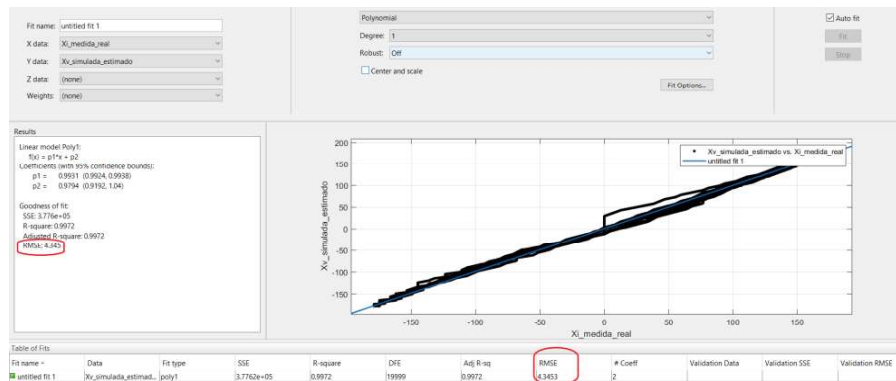


Figura 3.63. Herramienta cftool para determinar el RMSE.

Luego, con el fin de comprobar y demostrar que funciona correctamente el modelo que se ha estructurado con los bloques en MATLAB-Simulink, se ha realizado en el programa Power Factory el mismo evento de fallas en un transformador trifásico de las mismas características y se han ejecutado cortocircuitos monofásicos a tierra y bifásicos a tierra de tal manera que genere una onda con la que se pueda comparar la onda del modelo simulado en iguales condiciones, como se observa en la 3.64.

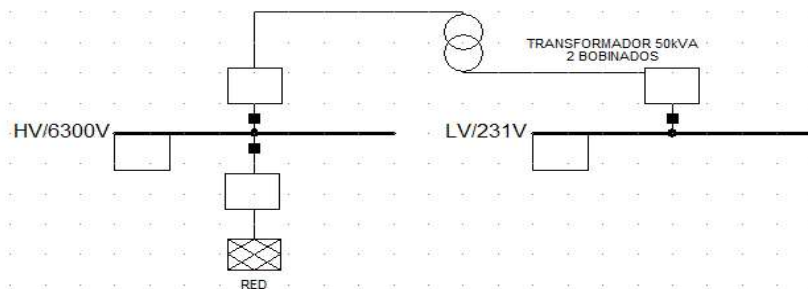


Figura 3.64. Simulación de eventos fallas monofásicas y bifásicas en un transformador trifásico de 50 [kVA]

Realizando los eventos de fallas a tierra, se toma las formas de ondas de corriente de cortocircuito para ser comparada con las formas de onda del modelo en MATLAB-Simulink, como se aprecia en la Figura 3.65.

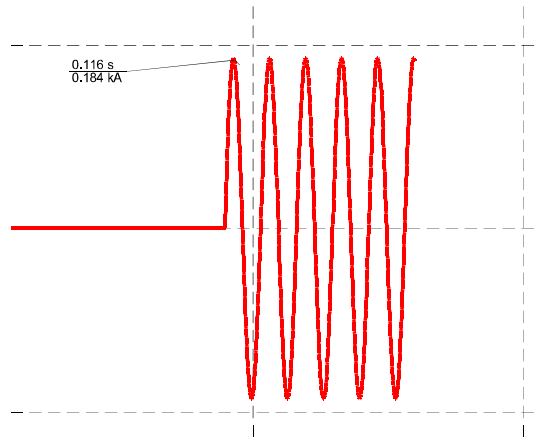


Figura 3.65. Forma de onda de la corriente para una falla monofásica a tierra

3.9 RESULTADOS DEL TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DIDÁCTICO

Esta sección hace énfasis en los resultados de la sintonización de los parámetros utilizando los métodos de optimización en los transformadores bajo prueba y para esto se ha especificado condiciones que se llevarán a cabo en todo el procedimiento como indica la Tabla 3.7.

Tabla 3.7. Condiciones generales para realizar las simulaciones con todos los métodos de optimización.

| | |
|--|----------------------|
| Transformador | Didáctico / 50 [kVA] |
| Conexión | Dyn5 |
| Tolerancia para todos métodos de optimización | 0.001 |
| Iteraciones máximas | 100 |

En el transcurso de las simulaciones en los transformadores bajo prueba, se determinó que el método “Gradiente descendente” con el algoritmo “Región de confianza reflexiva” y el método “Pattern Search” no converge en ninguna circunstancia debido a que estos no respetan los límites inferiores y no encuentra el punto óptimo para ir iterando para mejorar su función objetivo. Con estos dos métodos la herramienta de MATLAB-Simulink para optimizar indica un aviso de alerta que no puede converger.

La sintonización de parámetros de secuencias se inició primeramente en un transformador didáctico de 5 [A] a 120 [V] en sus bobinados que se encuentra en el Laboratorio de Maquinas Eléctricas dando resultados como indica la Tabla 3.8.

Tabla 3.8 Sintonización de parámetros de secuencias utilizando el método Levenberg Marquadt en el transformador didáctico.

| Método de optimización | | Nonlinear least squares | | | | | | | | | | |
|-----------------------------|--------------|-------------------------|--------------|---------------|---------------|---------------|-------------------|---------------|---------------|---------------|-------------|-------------|
| Algoritmo | | Levenberg-Marquadt | | | | | | | | | | |
| Tipo de Falla | | Monofásica a tierra | | | | | Bifásica a tierra | | | | | |
| Falla en la fase | A | B | C | AB falla en A | AB falla en B | BC falla en B | BC falla en C | CA falla en A | CA falla en B | CA falla en C | | |
| # Iteraciones del método | 7 | 38 | 13 | 8 | 16 | 4 | 4 | 17 | 23 | | | |
| Función objetivo minimizada | 2.1869 | 1.6182 | 1.078 | 9.5182 | 1.0431 | 192.5799 | 3.9751 | 2.0503 | 1.725 | | | |
| Resistencia de falla | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | | | |
| Didáctico | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 |
| R1 | 0.065 | 0.114 | 0.002 | 0.134 | 0.108 | 0.117 | 0.154 | 0.000 | 0.212 | | | |
| R2 | 0.065 | 0.165 | 0.229 | 0.141 | 0.123 | 0.120 | 0.121 | 0.222 | 0.092 | | | |
| RM | 299.750 | 229.601 | 4337.587 | 210157.356 | 32814.590 | 299.670 | 281.822 | 293.543 | 1961.692 | | | |
| LM | 85.637 | 79.521 | 179.304 | 211.066 | 5.673 | 85.026 | 180.722 | 82181.874 | 650.037 | | | |
| L1 | 0.012 | 0.027 | 0.010 | 0.004 | 0.017 | 0.013 | 0.045 | 0.008 | 0.017 | | | |
| L2 | 0.012 | 0.005 | 0.003 | 0.003 | 0.000 | 0.013 | 0.011 | 0.001 | 0.000 | | | |
| L0 | 0.000 | 0.000 | 0.002 | 0.000 | 0.000 | 0.003 | 0.000 | 0.009 | 0.005 | | | |
| RMSE (antes) | 0.721 | 2.635 | 2.854 | 0.931 | 1.659 | 0.480 | 1.385 | 0.758 | 1.007 | | | |
| RMSE (después) | 0.439 | 0.407 | 0.343 | 0.284 | 0.273 | 0.291 | 0.624 | 0.347 | 0.363 | | | |

Análisis: La tabla presenta la sintonización de todos los parámetros utilizando el método Levenberg Marquadt para los dos tipos de fallas a tierra, en ella se presentan ciertos datos como el número de iteraciones que son las veces con la que este método sintonizó la curva. El valor de la función objetivo es el punto más óptimo donde el método encontró para lograr la convergencia. Se observa también el valor del error cuadrático medio antes y después de la sintonización donde indica el valor más cercano entre las curvas.

En el proceso de la sintonización de parámetros en el transformador didáctico se utilizaron todos los métodos de optimización antes descritos en el capítulo 1 en la sección 1.3.7 y para un ejemplo de análisis se ha escogido el mejor método que es Levenberg-Marquadt como se indica en la Tabla 3.8 donde se encuentran los resultados de las simulaciones para falla monofásicas a tierra en A y bifásicas a tierra AB con falla en la A, debido a que presenta errores RMSE muy bajos.

Para este proceso se comparó las formas de onda de corriente de cortocircuito del lado de bajo voltaje del transformador trifásico bajo prueba que se realizaron en el Laboratorio de Maquinas Eléctricas de la Escuela Politécnica Nacional, con la curva de corriente que resulta del modelo estructurado en MATLAB-Simulink. Como se observa en el capítulo 3 de la sección 3.6 para lograr esto, se debe ajustar la curva del modelo a la curva real, variando el ángulo de fase entre 0° y 360° ajustando con prueba y error. Además, los tiempos donde inicia el cortocircuito deben ser iguales tanto del modelo en MATLAB como de la parte medida en el laboratorio, la comparación de estas curvas se aprecia en la Figura 3.66.

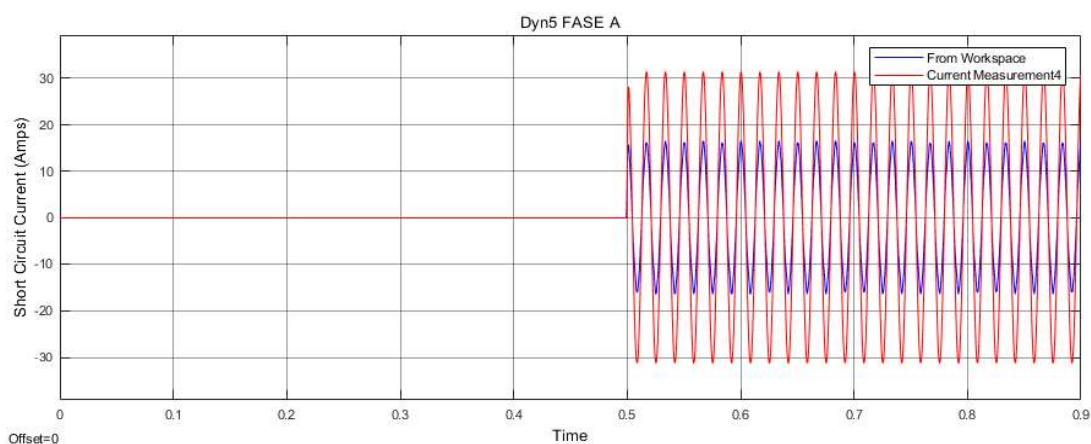


Figura 3.66. Comparación de las curvas de corriente de cortocircuito para un evento de falla monofásica en la fase A del transformador trifásico didáctico.

Posteriormente de la sintonización se logra que la curva del modelo se asemeje a la curva real variando sus parámetros como se observa en la Figura 3.67.

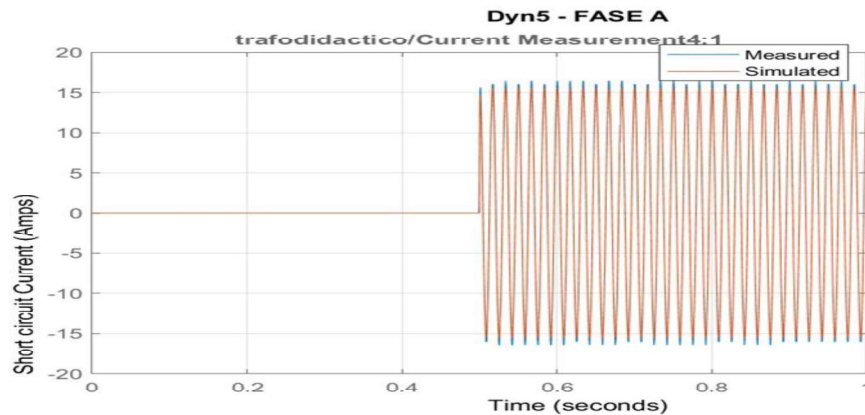


Figura 3.67. Sintonización de las curvas de corriente de cortocircuito para un evento de falla monofásica en la fase A del transformador trifásico didáctico.

Con este método se logra la sintonización de parámetros de secuencias con un número máximo de 38 iteraciones como indica en la parte superior de la Tabla 3.8. Cabe decir que estas iteraciones se generan de manera muy rápida por lo que se considera que este método es el más rápido de todos.

Al realizar las iteraciones e ir ajustando las dos formas de onda, la función objetivo que utiliza este método se va reduciendo hasta un valor que sea el óptimo durante todo el proceso. Como se ve en la Tabla 3.8.

En el modelo se toma muy en cuenta la existencia de la resistencia de falla, la cual es inversamente proporcional a la corriente de cortocircuito y de igual manera la resistencia de puesta a tierra calculada como se indica en el capítulo de la sección 3.3, la cual influye en la amplitud de la corriente de cortocircuito.

En la Tabla 3.8. también indica las variaciones de todos los parámetros, en algunos casos tiene mucha variación con respecto a la curva medida y esto sucede con el fin de cumplir la sintonización de la curva.

En la Tabla 3.9. se observan las gráficas de la variación de todos los parámetros para la falla monofásica A con todos los métodos utilizados.

Las tablas donde fueron realizados con los otros métodos se observan en el Anexo B.

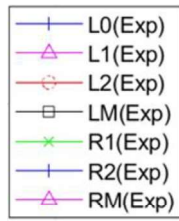
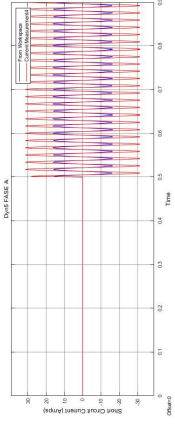
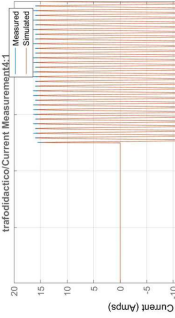
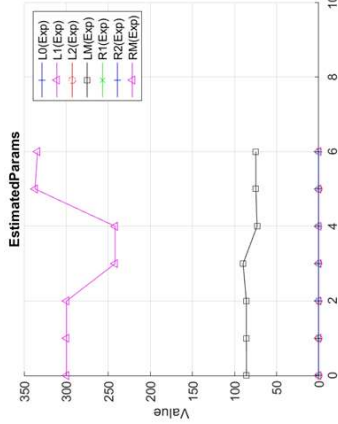
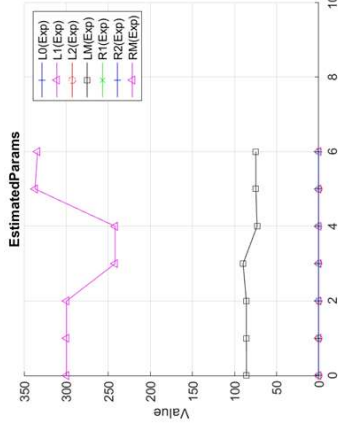
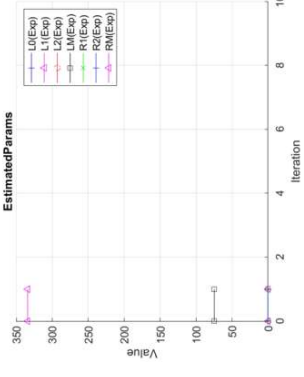
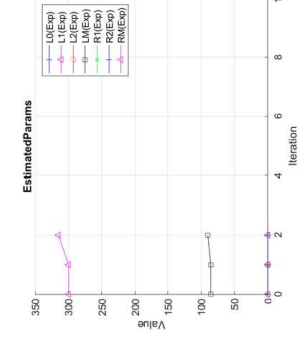
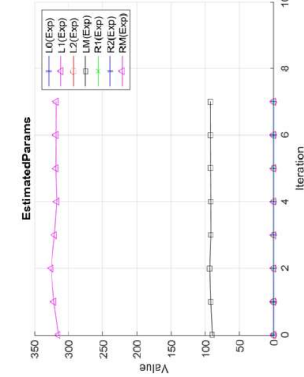
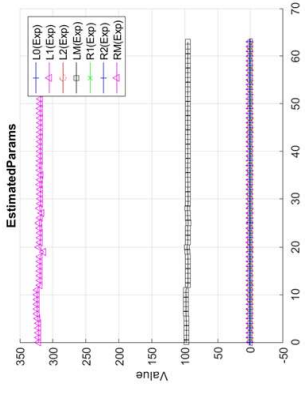
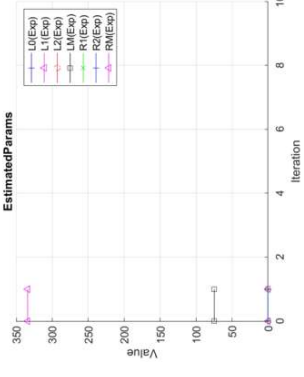
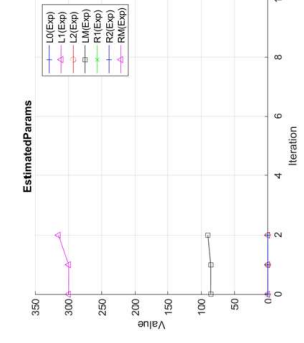
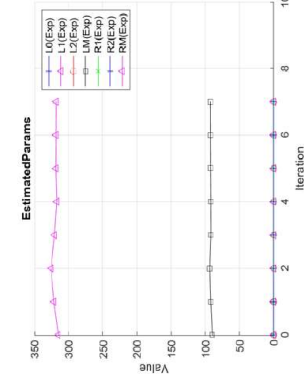
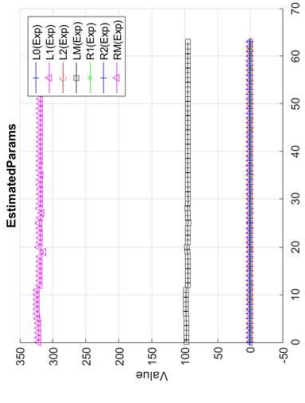


Figura 3.68. Simbología de parámetros de secuencias en transformador bajo prueba.

Esta simbología es la que genera la herramienta “Parameter Estimation” y con ella se puede ver las variaciones de los parámetros como se indica en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9. Variación de parámetros de secuencia utilizando los métodos de optimización para la fase A.

| | | | | |
|-------------------------|---|---|---|--|
| <p>FALLA EN LA FASE</p> | <p>FORMAS DE ONDA ANTES DE LA SINTONIZACIÓN</p>  | <p>FORMAS DE ONDAS SINTONIZADAS</p>  | <p>Nonlinear least squares - Levenber-Marquadt</p>  | <p>Nonlinear least squares - Trust-Region-Reflective</p>  |
| <p>FALLA EN LA FASE</p> | <p>Gradient descent - Active-Set</p>  | <p>Gradient descent - Interior-Point</p>  | <p>Gradient descent - Sequential Quadratic Programming</p>  | <p>Simplex Search</p>  |
| <p>A</p> | <p>Gradient descent - Active-Set</p>  | <p>Gradient descent - Interior-Point</p>  | <p>Gradient descent - Sequential Quadratic Programming</p>  | <p>Simplex Search</p>  |

Adicional a esto, la Tabla 3.8 también se indica el error cuadrático medio RMSE antes y después de la sintonización siendo estos valores mucho menores. Esto se lo realiza utilizando la herramienta “cftool” de MATLAB-Simulink con la que compara las dos curvas real y simulada para determinar la diferencia entre ellas.

En estos dos casos arrojaron valores de RMSE menores a 5 por lo que se concluye que este modelo sintoniza correctamente los parámetros de secuencias y ahora es posible utilizar este modelo para el transformador de 50 [kVA].

3.10 RESULTADOS DEL TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 50 [kVA]

Una vez comprobado el modelo con el transformador trifásico didáctico, se procede a la sintonización con los valores de los parámetros en p.u. del transformador trifásico de 50 [kVA] que se indican en la Tabla 3.3 del capítulo 3.

Para una mayor comprobación del modelo, se ha realizado en el programa computacional Power Factory una simulación de un transformador trifásico de 50 [kVA] de las mismas características y efectuando los mismos eventos de fallas, monofásicas a tierra y bifásicas a tierra. Los parámetros ingresados en este transformador son los que resultaron de las simulación de MATLAB, lo que resultan curvas muy parecidas a la del modelo como se indica en la Figura 3.67.

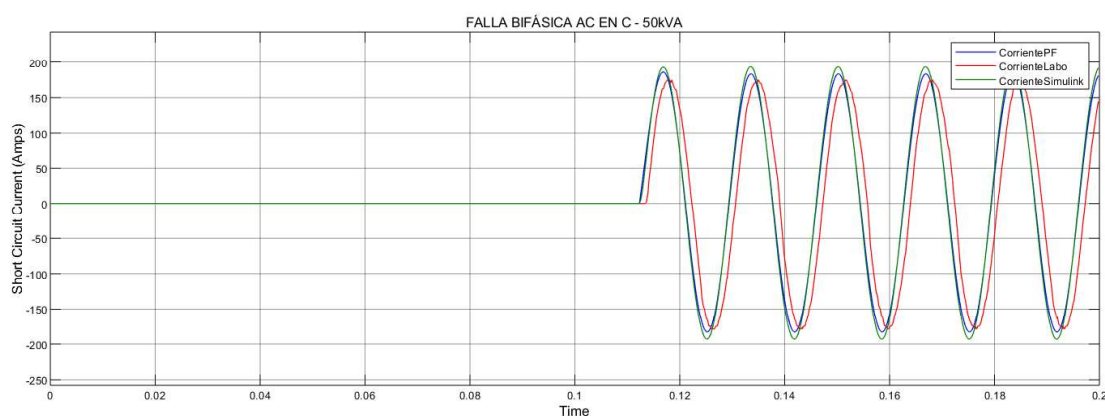


Figura 3.67. Curvas en fase del modelo vs. Medida y vs Power Factory.

Como se observa, no hay mucha diferencia entre las dos curvas, lo que significa que bajo las mismas condiciones de falla e iguales características del transformador trifásico de 50 [kVA] el modelo se asemeja mucho a la realidad.

Tabla 3.10. Resultados de errores comparando la curva en Power Factory con la curva del modelo en Simulink utilizando el método Levenberg Marquadt.

| Método de optimización | | Nonlinear least squares | | | | | | | | | |
|---------------------------|-----------------|-------------------------|-------------|--------------|-------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------|
| Algoritmo | | Levenberg-Marquadt | | | | | | | | | |
| Tipo de Falla | | Monofásica a tierra | | | Bifásica a tierra | | | | | | |
| Falla en la fase | | A | B | C | AB falla en A | AB falla en B | BC falla en B | BC falla en C | CA falla en A | CA falla en C | |
| 50 [kVA] en Power Factory | Medidos | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | |
| | Valor del error | RMSE (antes) | 4.053 | 0.2866 | 2.91 | 1.831 | 4.402 | 1.389 | 1.369 | 1.398 | 2.704 |
| | | RMSE (después) | 0.07 | 0.067 | 0.07 | 0.06 | 0.061 | 0.065 | 0.62 | 0.073 | 0.058 |

Al observar la Tabla 3.10 se observa que el error RMSE son bajos, por lo que dice que es un buen indicador de que las curvas se sintonizan a la curva real. Al utilizar el método Levenberg Marquadt los resultados que presenta luego de la sintonización son rápidos, debido a que este método encuentra el punto óptimo de la función objetivo en 5 iteraciones.

En la Tabla 3.11 y Tabla 3.12 se observa los errores RMSE antes y después de la sintonización utilizando todos los métodos de optimización dando como resultado valores menores a 5%, lo que indica que las curvas están muy cerca de la realidad.

Tabla 3.11. Valores de los errores RMSE antes de la sintonización de todos los métodos utilizados.

| RMSE antes de la simulación | | | | | | | | | |
|----------------------------------|---------------------|-------|-------|-------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Método de optimización no lineal | Monofásica a tierra | | | Bifásica a tierra | | | | | |
| | A | B | C | AB falla en A | AB falla en B | BC falla en B | BC falla en C | CA falla en A | CA falla en C |
| Levenberg-Marquadt | 0.721 | 2.635 | 2.854 | 0.931 | 1.659 | 0.480 | 1.385 | 0.758 | 1.007 |
| Trust-Region-Reflective | 0.721 | 2.635 | 2.854 | 0.9306 | 1.659 | 0.4804 | 1.385 | 0.7577 | 1.007 |
| Active-Set | 0.721 | 2.635 | 2.854 | 0.9306 | 1.659 | 0.4804 | 1.385 | 0.7577 | 1.007 |
| Interior-Point | 0.721 | 2.635 | 2.854 | 0.9306 | 1.659 | 0.4804 | 1.385 | 0.7577 | 1.007 |
| Sequential Quadratic Programming | 0.721 | 2.635 | 2.854 | 0.9306 | 1.659 | 0.4804 | 1.385 | 0.7577 | 1.007 |
| Simplex search | 0.721 | 2.635 | 2.854 | 0.9306 | 1.659 | 0.4804 | 1.385 | 0.7577 | 1.007 |

Tabla 3.12. Valores de los errores RMSE después de la sintonización de todos los métodos utilizados.

| RMSE después de la simulación | | | | | | | | | |
|----------------------------------|---------------------|-------|-------|-------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Método de optimización no lineal | Monofásica a tierra | | | Bifásica a tierra | | | | | |
| | A | B | C | AB falla en A | AB falla en B | BC falla en B | BC falla en C | CA falla en A | CA falla en C |
| Levenberg-Marquadt | 2.496 | 4.625 | 1.343 | 3.645 | 3.074 | 2.436 | 4.091 | 3.694 | 3.905 |
| Trust-Region-Reflective | 2.496 | 4.622 | 1.339 | 3.597 | 3.041 | 2.409 | 4.09 | 2.894 | 3.905 |
| Active-Set | 2.495 | 4.624 | 1.339 | 3.551 | 3.254 | 2.409 | 4.09 | 2.901 | 3.903 |
| Interior-Point | 2.807 | 4.788 | 1.364 | 3.614 | 3.247 | 2.387 | 4.088 | 2.847 | 3.984 |
| Sequential Quadratic Programming | 2.812 | 4.624 | 1.341 | 3.654 | 3.267 | 2.387 | 4.088 | 2.909 | 3.901 |
| Simplex search | 2.761 | 4.605 | 2.531 | 3.554 | 3.254 | 2.387 | 4.087 | 2.904 | 3.877 |

De la Tabla del 3.13 a la Tabla 3.18 se indican las simulaciones de los parámetros de secuencias con los diferentes métodos para las fallas monofásicas a tierra y de las tablas 3.19 a la Tabla 3.24 de igual manera, pero ahora para las fallas bifásicas a tierra.

Todas estas tablas indica el error relativo que existe entre los valores medidos y simulados.

Tabla 3.13 Simulaciones de los parámetros de secuencias en el transformador trifásico de 50 [kVA] utilizando el método Levenberg Marquadt para fallas monofásicas a tierra.

| Método de optimización | | Nonlinear least squares | | | | | | |
|-----------------------------|----|-------------------------|----------------------|----------|----------------------|----------|----------------------|-------|
| Algoritmo | | Levenberg-Marquadt | | | | | | |
| Tipo de Falla | | Monofásica a tierra | | | | | | |
| Falla en la fase | | A | Error Relativo (%) A | B | Error Relativo (%) B | C | Error Relativo (%) C | |
| # Iteraciones del método | | 1 | | 2 | | 3 | | |
| Función objetivo minimizada | | 2.4664 | | 191.2968 | | 205.0793 | | |
| Resistencia de falla | | 0.44 | | 0.44 | | 0.44 | | |
| 50 [kVA] | | Medidos | Dyn5 | Dyn5 | | Dyn5 | | |
| PARÁMETROS EN P.U. | R1 | 0.011 | 0.012 | 3.289 | 0.012 | 3.750 | 0.011 | 3.734 |
| | R2 | 0.011 | 0.011 | 0.000 | 0.011 | 0.000 | 0.011 | 0.000 |
| | RM | 499.007 | 499.054 | 0.009 | 499.538 | 0.106 | 498.997 | 0.002 |
| | LM | 47.132 | 47.589 | 0.960 | 47.323 | 0.405 | 48.488 | 2.798 |
| | L1 | 0.016 | 0.017 | 2.929 | 0.017 | 2.608 | 0.0167 | 3.610 |
| | L2 | 0.016 | 0.016 | 0.000 | 0.016 | 0.000 | 0.016 | 0.000 |
| | L0 | 0.041 | 0.040 | 1.748 | 0.041 | 0.296 | 0.043 | 3.359 |

Análisis: En esta tabla se observa que todos los valores están por debajo del 5% en la fase A, B y C en cada uno de los parámetros

Tabla 3.14. Simulaciones de los parámetros de secuencias en el transformador trifásico de 50 [kVA] utilizando el método Trust Region Reflective para fallas monofásicas a tierra.

| Método de optimización | | Nonlinear least squares | | | | | | |
|-----------------------------|----|-------------------------|----------------------|---------|----------------------|----------|----------------------|---------|
| Algoritmo | | Trust-Region-Reflective | | | | | | |
| Tipo de Falla | | Monofásica a tierra | | | | | | |
| Falla en la fase | | A | Error Relativo (%) A | B | Error Relativo (%) B | C | Error Relativo (%) C | |
| # Iteraciones del método | | 3 | | 8 | | 3 | | |
| Función objetivo minimizada | | 246.7 | | 191.293 | | 205.0789 | | |
| Resistencia de falla | | 0.44 | | 0.44 | | 0.44 | | |
| 50 [kVA] | | Medidos | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | | |
| PARÁMETROS EN P.U. | R1 | 0.011 | 0.011 | 5.875 | 0.010 | 16.384 | 0.011 | 4.032 |
| | R2 | 0.011 | 0.011 | 0.000 | 0.011 | 0.000 | 0.011 | 0.000 |
| | RM | 499.007 | 499.054 | 0.009 | 502.210 | 0.638 | 498.982 | 0.005 |
| | LM | 47.132 | 47.589 | 0.960 | 46.328 | 1.734 | 48.551 | 2.924 |
| | L1 | 0.016 | 0.017 | 2.929 | 0.017 | 5.706 | 0.018 | 8.998 |
| | L2 | 0.016 | 0.016 | 0.000 | 0.016 | 0.000 | 0.016 | 0.000 |
| | L0 | 0.041 | 0.035 | 17.856 | 0.016 | 155.330 | 0.018 | 134.261 |

Análisis: Se observa que el error relativos de L0 es el más grade en las 3 fases sobre pasando el 100%, esto sucede cuando debe ajustar las curvas al máximo posible.

Tabla 3.15. Simulaciones de los parámetros de secuencias en el transformador trifásico de 50 [kVA] utilizando el método Active-set para fallas monofásicas a tierra.

| Metodo de optimizacion | | Gradient descent | | | | | | |
|-----------------------------|----|---------------------|----------------------|----------|----------------------|----------|----------------------|---------|
| Algoritmo | | Active-Set | | | | | | |
| Tipo de Falla | | Monofásica a tierra | | | | | | |
| Falla en la fase | | A | Error Relativo (%) A | B | Error Relativo (%) B | C | Error Relativo (%) C | |
| # Iteraciones del método | | 1 | | 1 | | 1 | | |
| Función objetivo minimizada | | 246.6437 | | 191.2968 | | 205.0789 | | |
| Resistencia de falla | | 0.44 | | 0.44 | | 0.44 | | |
| 50 [kVA] | | Medidos | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | | |
| PARÁMETROS EN P.U. | R1 | 0.011 | 0.011 | 6.005 | 0.009 | 20.626 | 0.011 | 3.982 |
| | R2 | 0.011 | 0.011 | 0.000 | 0.011 | 0.000 | 0.011 | 0.000 |
| | RM | 499.007 | 499.054 | 0.009 | 499.538 | 0.106 | 498.982 | 0.005 |
| | LM | 47.132 | 47.589 | 0.961 | 47.323 | 0.405 | 48.551 | 2.924 |
| | L1 | 0.016 | 0.017 | 3.048 | 0.017 | 2.751 | 0.018 | 9.056 |
| | L2 | 0.016 | 0.016 | 0.000 | 0.016 | 0.000 | 0.016 | 0.000 |
| | L0 | 0.041 | 0.035 | 17.886 | 0.031 | 32.313 | 0.018 | 134.231 |

Análisis: En la fase A el error relativo no varían mucho en la fase A, excepto para L0 que para ésta y las otras 2 fases.

Tabla 3.16. Simulaciones de los parámetros de secuencias en el transformador trifásico de 50 [kVA] utilizando el método Interior-Point para fallas monofásicas a tierra.

| Método de optimización | | Gradient descent | | | | | | |
|-----------------------------|----|---------------------|----------------------|------------|----------------------|----------|----------------------|--------|
| Algoritmo | | Interior-Point | | | | | | |
| Tipo de Falla | | Monofásica a tierra | | | | | | |
| Falla en la fase | | A | Error Relativo (%) A | B | Error Relativo (%) B | C | Error Relativo (%) C | |
| # Iteraciones del método | | 45 | | 36 | | 34 | | |
| Función objetivo minimizada | | 246.7481 | | 191.3716 | | 205.0818 | | |
| Resistencia de falla | | 0.44 | | 0.44 | | 0.44 | | |
| 50 [kVA] | | Medidos | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | | |
| PARÁMETROS EN P.U. | R1 | 0.011 | 0.0119536 | 6.52 | 0.0081825 | 36.56 | 0.0093858 | 19.05 |
| | R2 | 0.011 | 649592.33 | 100.00 | 850790.86 | 100.00 | 1306805.6 | 100.00 |
| | RM | 499.007 | 180729715 | 100.00 | 2.297E+10 | 100.00 | 3.887E+10 | 100.00 |
| | LM | 47.132 | 2.638E+09 | 100.00 | 3.435E+09 | 100.00 | 5.278E+09 | 100.00 |
| | L1 | 0.016 | 0.0100053 | 61.66 | 0.0162274 | 0.32 | 0.0164227 | 1.51 |
| | L2 | 0.016 | 1503713.4 | 100.00 | 2070066.8 | 100.00 | 2907126.4 | 100.00 |
| | L0 | 0.041 | 1485171.3 | 99.9999972 | 1722533.4 | 100.00 | 677755.59 | 100.00 |

Análisis: Todos los valores de error relativo son muy grandes para todos los parámetros, excepto R1 en la fase A y L1 en la fase B y C.

Tabla 3.17. Simulaciones de los parámetros de secuencias en el transformador trifásico de 50 [kVA] utilizando el método SQP para fallas monofásicas a tierra.

| Método de optimización | | Gradient descent | | | | | | |
|-----------------------------|----|----------------------------------|----------------------|----------|----------------------|---------|----------------------|--------|
| Algoritmo | | Sequential Quadratic Programming | | | | | | |
| Tipo de Falla | | Monofásica a tierra | | | | | | |
| Falla en la fase | | A | Error Relativo (%) A | B | Error Relativo (%) B | C | Error Relativo (%) C | |
| # Iteraciones del método | | 3 | | 1 | | 12 | | |
| Función objetivo minimizada | | 246.7468 | | 191.2968 | | 205.079 | | |
| Resistencia de falla | | 0.44 | | 0.44 | | 0.44 | | |
| 50 [kVA] | | Medidos | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | | |
| PARÁMETROS EN P.U. | R1 | 0.011 | 0.0118819 | 5.96 | 0.009 | 20.63 | 0.011 | 3.50 |
| | R2 | 0.011 | 649592.33 | 100.00 | 0.011 | 0.00 | 0.011 | 0.00 |
| | RM | 499.007 | 1.807E+10 | 100.00 | 499.538 | 0.11 | 499.099 | 0.02 |
| | LM | 47.132 | 2.638E+09 | 100.00 | 47.323 | 0.40 | 47.808 | 1.41 |
| | L1 | 0.016 | 0.0100018 | 61.72 | 0.017 | 2.75 | 0.018 | 9.27 |
| | L2 | 0.016 | 1503713.4 | 100.00 | 0.016 | 0.00 | 0.016 | 0.00 |
| | L0 | 0.041 | 1485171.3 | 100.00 | 0.031 | 32.31 | 0.016 | 151.77 |

Análisis: En la fase A el error relativo es alto excepto en R1, en la fase B es en R1 y L0 y en la fase C es L0 y L1.

Tabla 3.18. Simulaciones de los parámetros de secuencias en el transformador trifásico de 50 [kVA] utilizando el método Simplex Search para fallas monofásicas a tierra.

| Método de optimización | | Simplex search | | | | | | |
|-----------------------------|----|---------------------|----------------------|----------|----------------------|----------|----------------------|--------|
| Algoritmo | | n/a | | | | | | |
| Tipo de Falla | | Monofásica a tierra | | | | | | |
| Falla en la fase | | A | Error Relativo (%) A | B | Error Relativo (%) B | C | Error Relativo (%) C | |
| # Iteraciones del método | | 100 | | 100 | | 100 | | |
| Funcion objetivo minimizada | | 246.6349 | | 191.2914 | | 205.0788 | | |
| Resistencia de falla | | 0.44 | | 0.44 | | 0.44 | | |
| 50 [kVA] | | Medidos | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | | |
| PARÁMETROS EN P.U. | R1 | 0.011 | 0.01 | 1.59 | 0.01 | 16.90 | 0.01 | 4.40 |
| | R2 | 0.011 | 0.01 | 2.80 | 0.02 | 44.10 | -0.01 | 274.20 |
| | RM | 499.007 | 445.93 | 11.90 | 574.14 | 13.09 | 777.76 | 35.84 |
| | LM | 47.132 | 45.48 | 3.62 | 4.00 | 1079.20 | 82.88 | 43.13 |
| | L1 | 0.016 | 0.02 | 6.64 | 0.02 | 6.34 | 0.02 | 8.49 |
| | L2 | 0.016 | 0.02 | 28.46 | 0.02 | 18.66 | 0.02 | 4.80 |
| | L0 | 0.041 | 0.01 | 193.40 | 0.01 | 185.93 | 0.02 | 110.38 |

Análisis: Los errores relativos en L0 se disparan en las tres fases. Con este método pueden salir valores negativos como R2 en la fase C, ya que el método no respeta límites.

Tabla 3.19 Simulaciones de los parámetros de secuencias en el transformador trifásico de 50 [kVA] utilizando el método Levenberg Marquadt para fallas bifásicas a tierra.

| Método de optimización | | Nonlinear least squares | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------------|---------------|-------------------------|---------------|---------------|-------------------------|---------------|---------------|-------------------------|---------------|---------------|-------------------------|---------------|---------------|-------------------------|---------------|---------------|-------------------------|--|--|
| Algoritmo | | Levenberg-Marquadt | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tipo de Falla | | Bifásica a tierra | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Falla en la fase | AB falla en A | Error Relativo (%) AB-A | | | Error Relativo (%) AB-B | | | Error Relativo (%) BC-B | | | Error Relativo (%) BC-C | | | Error Relativo (%) CA-A | | | Error Relativo (%) CA-C | | |
| | | AB falla en B | BC falla en B | BC falla en C | AB falla en B | BC falla en B | BC falla en C | BC falla en C | BC falla en C | BC falla en C | CA falla en A | CA falla en A | CA falla en A | CA falla en C | CA falla en C | CA falla en C | | | |
| # Iteraciones del método | 3 | 5 | 3 | 3 | 4 | 5 | 4 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | | | | |
| Función objetivo minimizada | 197.0194 | 243.6348 | 198.2082 | 198.2082 | 221.3175 | 215.9971 | 221.3175 | 215.9971 | 215.9971 | 215.9971 | 215.9971 | 215.9971 | 215.9971 | 215.9971 | 215.9971 | | | | |
| Resistencia de falla | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | | | | |
| 50 [kVA] | Medios | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | | | | |
| PARÁMETROS EN P.U. | R1 | 0.011 | 0.011 | 0.011 | 3.325 | 0.011 | 1.701 | 2.389 | 4.494 | 0.011 | 4.494 | 0.011 | 4.392 | 0.011 | 4.392 | | | | |
| | R2 | 0.011 | 0.011 | 0.011 | 0.000 | 0.011 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.011 | 0.000 | 0.011 | 3.713 | 0.011 | 3.713 | | | | |
| | RM | 499.007 | 498.42 | 498.21 | 0.160 | 498.507 | 498.507 | 0.100 | 506.216 | 498.507 | 1.424 | 499.575 | 497.911 | 497.911 | 497.911 | 0.220 | | | |
| | LM | 47.132 | 45.942 | 45.471 | 3.652 | 49.091 | 49.091 | 3.990 | 48.488 | 49.091 | 2.798 | 49.191 | 48.012 | 48.012 | 48.012 | 1.834 | | | |
| | L1 | 0.016 | 0.017 | 0.015 | 4.367 | 0.017 | 4.018 | 4.018 | 3.608 | 0.017 | 3.608 | 0.017 | 0.017 | 0.017 | 0.017 | 3.842 | | | |
| | L2 | 0.016 | 0.016 | 0.016 | 0.000 | 0.016 | 0.016 | 0.000 | 0.000 | 0.016 | 0.000 | 0.016 | 0.016 | 0.016 | 0.016 | 0.000 | | | |
| | L0 | 0.041 | 0.041 | 0.041 | 1.362 | 0.041 | 1.232 | 1.325 | 1.173 | 0.041 | 1.325 | 0.041 | 0.041 | 0.041 | 0.041 | 0.569 | | | |

Análisis: Para las fallas bifásicas a tierra se observa que el error relativo es menor a 5% en todas las fallas.

Tabla 3.20. Simulaciones de los parámetros de secuencias en el transformador trifásico de 50 [kVA] utilizando el método Trust Region Reflective

para fallas bifásicas a tierra.

| Método de optimización | | Nonlinear least squares | | | | | | | | | | | |
|-----------------------------|---------------|-------------------------|---------------|-------------------------|---------------|-------------------------|---------------|-------------------------|---------------|-------------------------|---------------|-------------------------|--|
| Algoritmo | | Trust-Region-Reflective | | | | | | | | | | | |
| Tipo de Falla | | Bifásica a tierra | | | | | | | | | | | |
| Falla en la fase | AB falla en A | Error Relativo (%) AB-A | AB falla en B | Error Relativo (%) AB-B | BC falla en B | Error Relativo (%) BC-B | BC falla en C | Error Relativo (%) BC-C | CA falla en A | Error Relativo (%) CA-A | CA falla en C | Error Relativo (%) CA-C | |
| # Iteraciones del método | 3 | | 5 | | 3 | | 2 | | 7 | | 5 | | |
| Función objetivo minimizada | 197.0148 | | 243.628 | | 198.2039 | | 221.3169 | | 215.676 | | 208.9576 | | |
| Resistencia de falla | 0.44 | | 0.44 | | 0.44 | | 0.44 | | 0.44 | | 0.44 | | |
| 50 [kVA] | Medios | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | |
| R1 | 0.011 | 14.399 | 0.010 | 8.465 | 0.013 | 13.675 | 0.006 | 88.820 | 0.007 | 68.450 | 0.013 | 14.306 | |
| R2 | 0.011 | 0.000 | 0.011 | 0.000 | 0.011 | 0.000 | 0.011 | 0.000 | 0.011 | 0.000 | 0.011 | 0.000 | |
| RM | 499.007 | 1.354 | 490.714 | 1.690 | 489.951 | 1.848 | 603.70 | 17.341 | 499.983 | 0.195 | 497.911 | 0.220 | |
| LM | 47.132 | 2760.236 | 2.521 | 1769.274 | 60.099 | 21.576 | 677.86 | 93.047 | 62.793 | 24.941 | 48.012 | 1.834 | |
| L1 | 0.016 | 4.104 | 0.016 | 3.521 | 0.019 | 12.862 | 0.013 | 26.335 | 0.012 | 34.713 | 0.018 | 11.186 | |
| L2 | 0.016 | 0.000 | 0.016 | 0.000 | 0.016 | 0.000 | 0.016 | 0.000 | 0.016 | 0.000 | 0.016 | 0.000 | |
| L0 | 0.041 | 72.173 | 0.286 | 85.580 | 0.173 | 76.116 | 0.896 | 95.403 | 0.016 | 160.443 | 0.097 | 57.553 | |

Análisis: El error relativo para R2 y L2 es de 0%, es decir, en el proceso de la simulación este error no cambió. RM tiene valores bajos excepto en la falla BC-C. Todos los demás parámetros tienen valores de error relativos muy altos.

Tabla 3.21. Simulaciones de los parámetros de secuencias en el transformador trifásico de 50 [kVA] utilizando el método Active-set para fallas bifásicas a tierra.

| Metodo de optimizacion | | Gradient descent | | | | | | | | | | | |
|-----------------------------|---------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|--------|
| Algoritmo | | Active-Set | | | | | | | | | | | |
| Tipo de Falla | | Bifásica a tierra | | | | | | | | | | | |
| Falla en la fase | AB falla en A | Error Relativo (%) AB-A | | Error Relativo (%) AB-B | | Error Relativo (%) BC-B | | Error Relativo (%) BC-C | | Error Relativo (%) CA-A | | Error Relativo (%) CA-C | |
| | | AB falla en B | Error Relativo (%) AB-B | BC falla en B | Error Relativo (%) BC-B | BC falla en C | Error Relativo (%) BC-C | CA falla en A | Error Relativo (%) CA-A | CA falla en C | Error Relativo (%) CA-C | | |
| # Iteraciones del método | 6 | 5 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Función objetivo minimizada | 196.9806 | 204.0173 | 198.2039 | 221.3169 | 215.676 | 208.9576 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 |
| Resistencia de falla | 0.44 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 |
| 50 [kVA] | Medios | | | | | | | | | | | | |
| | R1 | 0.011 | 0.009 | 19.492 | 0.010 | 8.737 | 0.013 | 13.701 | 0.006 | 88.822 | 68.440 | 0.013 | 14.370 |
| | R2 | 0.011 | 0.011 | 0.000 | 0.011 | 0.000 | 0.011 | 0.000 | 0.011 | 0.000 | 0.000 | 0.011 | 0.000 |
| | RM | 499.007 | 492.333 | 1.356 | 489.414 | 1.960 | 489.951 | 1.848 | 603.70 | 17.341 | 0.195 | 497.911 | 0.220 |
| | LM | 47.132 | 1.065 | 4324.894 | 58.221 | 19.046 | 60.099 | 21.576 | 677.86 | 93.047 | 24.941 | 48.012 | 1.834 |
| | L1 | 0.016 | 0.017 | 5.530 | 0.014 | 12.125 | 0.019 | 12.901 | 0.013 | 26.340 | 34.633 | 0.018 | 11.300 |
| | L2 | 0.016 | 0.016 | 0.000 | 0.016 | 0.000 | 0.016 | 0.000 | 0.016 | 0.000 | 0.000 | 0.016 | 0.000 |
| L0 | 0.041 | 0.148 | 72.178 | 0.284 | 85.506 | 0.173 | 76.116 | 0.896 | 95.403 | 160.443 | 0.097 | 57.554 | |
| PARÁMETROS EN P.U. | | | | | | | | | | | | | |

Análisis: Para R2 y L2, no existen cambios con sus parámetros, En RM todos los valores de error relativos son menores excepto en la falla BC-C. En todas las demás fallas sus valores de error son mayores al 5%.

Tabla 3.22. Simulaciones de los parámetros de secuencias en el transformador trifásico de 50 [kVA] utilizando el método Interior-Point para fallas bifásicas a tierra.

| Método de optimización | | Gradient descent | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------------|---------------|-------------------------|---------------|---------------|-------------------------|---------------|---------------|-------------------------|---------------|---------------|-------------------------|---------------|---------------|-------------------------|---------------|---------------|-------------------------|------|------|------|------|------|--|
| Algoritmo | | Interior-Point | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tipo de Falla | | Bifásica a tierra | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Falla en la fase | AB falla en A | Error Relativo (%) AB-A | | | Error Relativo (%) AB-B | | | Error Relativo (%) BC-B | | | Error Relativo (%) BC-C | | | Error Relativo (%) CA-A | | | Error Relativo (%) CA-C | | | | | | |
| | | AB falla en B | BC falla en B | BC falla en C | AB falla en B | BC falla en B | BC falla en C | BC falla en C | BC falla en C | CA falla en A | CA falla en A | CA falla en C | CA falla en C | CA falla en C | CA falla en C | CA falla en C | | | | | | | |
| # Iteraciones del método | 41 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | | | | |
| Función objetivo minimizada | 197.0204 | 204.0933 | 198.2009 | 221.3162 | 215.8726 | 209.007 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | | | |
| Resistencia de falla | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | | |
| 50 [kVA] | Medios | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | |
| R1 | 0.011 | 0.009729 | 14.85 | 0.011387 | 1.872 | 16.061 | 0.0059297 | 88.44 | 0.0068098 | 64.09 | 0.013 | 12.58 | | | | | | | | | | | |
| R2 | 0.011 | 1332870 | 100.00 | 0.013618 | 17.950 | 23.875 | 679567.76 | 100.00 | 655015.96 | 100.00 | 961547.23 | 100.00 | | | | | | | | | | | |
| RM | 499.007 | 3.8E+10 | 100.00 | 561.2667 | 11.093 | 15.236 | 588.699 | 1.961E+10 | 2.015E+10 | 100.00 | 2.806E+10 | 100.00 | | | | | | | | | | | |
| LM | 47.132 | 5.38E+09 | 100.00 | 57.01578 | 17.336 | 23.475 | 61.590 | 2.717E+09 | 2.702E+09 | 100.00 | 3.915E+09 | 100.00 | | | | | | | | | | | |
| L1 | 0.016 | 0.016908 | 4.34 | 0.014559 | 11.098 | 8.544 | 0.0128114 | 0.0128114 | 0.0119327 | 35.55 | 0.018 | 9.46 | | | | | | | | | | | |
| L2 | 0.016 | 2959924 | 100.00 | 0.022352 | 27.636 | 35.211 | 1498806.9 | 100.00 | 1389106.4 | 100.00 | 2069618 | 100.00 | | | | | | | | | | | |
| L0 | 0.041 | 5444556 | 99.9999992 | 0.048235 | 14.577 | 11.699 | 2561486.7 | 100.00 | 1356821.9 | 100.00 | 3751328.7 | 100.00 | | | | | | | | | | | |

Análisis: En todos los parámetros el error relativo es mayores al 5%, excepto un parámetro que es L1 en la falla AB-A.

Tabla 3.23. Simulaciones de los parámetros de secuencias en el transformador trifásico de 50 [kVA] utilizando el método SQP para fallas bifásicas a tierra.

| Método de optimización | | Gradient descent | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------------|---------------|----------------------------------|---------------|---------------|-------------------------|---------------|---------------|-------------------------|---------------|---------------|-------------------------|---------------|---------------|-------------------------|---------------|---------------|-------------------------|------|--|
| Algoritmo | | Sequential Quadratic Programming | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tipo de Falla | | Bifásica a tierra | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Falla en la fase | AB falla en A | Error Relativo (%) AB-A | | | Error Relativo (%) AB-B | | | Error Relativo (%) BC-B | | | Error Relativo (%) BC-C | | | Error Relativo (%) CA-A | | | Error Relativo (%) CA-C | | |
| | | AB falla en B | BC falla en B | BC falla en C | AB falla en B | BC falla en B | BC falla en C | BC falla en C | BC falla en C | CA falla en A | CA falla en A | CA falla en C | CA falla en C | CA falla en C | CA falla en C | CA falla en C | | | |
| # Iteraciones del método | 2 | 1 | 33 | 1 | 1 | 1 | 29 | 2 | | | | | | | | | | | |
| Función objetivo minimizada | 197.0233 | 204.0933 | 198.201 | 221.3162 | 215.673 | 208.9576 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | |
| Resistencia de falla | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | |
| 50 [kVA] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Medidos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| R1 | 0.011 | 0.011 | 0.010 | 12.085 | 0.011 | 1.872 | 0.0128825 | 13.26 | 0.0059297 | 88.44 | 0.01 | 68.23 | 0.013 | 14.53 | | | | | |
| R2 | 0.011 | 0.011 | 0.011 | 0.000 | 0.014 | 17.950 | 0.011174 | 0.00 | 679567.76 | 100.00 | 0.01 | 0.00 | 0.011 | 0.00 | | | | | |
| RM | 499.007 | 499.031 | 499.031 | 0.005 | 561.267 | 11.093 | 430.98383 | 15.78 | 1.961E+10 | 100.00 | 522.14 | 4.43 | 497.911 | 0.22 | | | | | |
| LM | 47.132 | 46.956 | 46.956 | 0.373 | 57.016 | 17.336 | 2016.7997 | 97.66 | 2.717E+09 | 100.00 | 5217.31 | 99.10 | 48.012 | 1.83 | | | | | |
| L1 | 0.016 | 0.017 | 0.017 | 3.815 | 0.015 | 11.099 | 0.0186303 | 13.18 | 0.0128114 | 26.25 | 0.01 | 34.52 | 0.018 | 11.27 | | | | | |
| L2 | 0.016 | 0.016 | 0.016 | 0.000 | 0.022 | 27.636 | 0.016175 | 0.00 | 1798806.9 | 100.00 | 0.02 | 0.00 | 0.016 | 0.00 | | | | | |
| L0 | 0.041 | 0.041 | 0.041 | 0.296 | 0.048 | 14.577 | 34.702443 | 99.88 | 2561486.7 | 100.00 | 0.02 | 160.54 | 0.097 | 57.55 | | | | | |
| PARÁMETROS EN P.U. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Análisis: El valor relativo para la falla AB en A tienen valores bajos, excepto para R1. Para R2 y L2 no existen cambio, excepto en las fallas AB-B, BC-C que cambian al 100%. Como se observa en todas las fallas existen valores de errores relativos superiores al 5%.

Tabla 3.24. Simulaciones de los parámetros de secuencias en el transformador trifásico de 50 [kVA] utilizando el método Simplex Search para fallas bifásicas a tierra.

| Simplex search | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------------|--|---------------|--|-------------------------|--|---------------|--|-------------------------|--|---------------|--|-------------------------|--|---------------|--|-------------------------|--|---------------|--|-------------------------|--|---------------|--|-------------------------|--|
| Método de optimización | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Algoritmo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tipo de Falla | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Bifásica a tierra | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Falla en la fase | | AB falla en A | | Error Relativo (%) AB-A | | AB falla en B | | Error Relativo (%) AB-B | | BC falla en B | | Error Relativo (%) BC-B | | BC falla en C | | Error Relativo (%) BC-C | | CA falla en A | | Error Relativo (%) CA-A | | CA falla en C | | Error Relativo (%) CA-C | |
| # Iteraciones del método | | 100 | | 100 | | 100 | | 100 | | 100 | | 100 | | 100 | | 100 | | 100 | | 100 | | 100 | | 100 | |
| Funcion objetivo minimizada | | 196.9928 | | 203.7475 | | 198.2008 | | 0.44 | | 0.44 | | 0.44 | | 0.44 | | 0.44 | | 0.44 | | 0.44 | | 0.44 | | 0.44 | |
| Resistencia de falla | | 0.44 | | 0.44 | | 0.44 | | 0.44 | | 0.44 | | 0.44 | | 0.44 | | 0.44 | | 0.44 | | 0.44 | | 0.44 | | 0.44 | |
| 50 [kVA] | | Medidos | | Dyn5 | | Dyn5 | | Dyn5 | | Dyn5 | | Dyn5 | | Dyn5 | | Dyn5 | | Dyn5 | | Dyn5 | | Dyn5 | | Dyn5 | |
| R1 | | 0.01 | | 16.33 | | 0.01 | | 4.21 | | 0.01 | | 13.17 | | 0.0059268 | | 88.53 | | 0.0066343 | | 68.43 | | 0.0128931 | | 13.33 | |
| R2 | | 0.01 | | 49.64 | | 0.01 | | 20.75 | | 0.01 | | 24.46 | | 686622.18 | | 100.00 | | 0.0114512 | | 2.42 | | 0.0132971 | | 15.97 | |
| RM | | 499.01 | | 33.34 | | 559.7 | | 10.84 | | 54.76 | | 811.26 | | 1.987E+10 | | 100.00 | | 429.82679 | | 16.09 | | 4.2940581 | | 11520.87 | |
| LM | | 47.13 | | 3727.13 | | 58.79 | | 19.84 | | 2474.6 | | 98.10 | | 2.715E+09 | | 100.00 | | 7545.6474 | | 99.38 | | 100.63293 | | 53.16 | |
| L1 | | 0.02 | | 5.24 | | 0.01 | | 8.52 | | 0.02 | | 13.13 | | 0.0127989 | | 26.38 | | 0.0120133 | | 34.64 | | 0.0181924 | | 11.09 | |
| L2 | | 0.02 | | 4.85 | | 0.02 | | 28.68 | | 0.02 | | 14.28 | | 1513008 | | 100.00 | | 0.0121157 | | 33.50 | | 0.000761 | | 2025.41 | |
| L0 | | 0.04 | | 51.73 | | 0.05 | | 12.97 | | 36.32 | | 99.89 | | 2591144.7 | | 100.00 | | 0.0157298 | | 161.95 | | 0.2923367 | | 85.91 | |
| PARÁMETROS EN P.U. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Análisis: Como se observa en todas las fallas y en todos los parámetros sus valores de errores relativos son superiores al 5%. Este método no es recomendable porque cualquiera de estos parámetros puede salir negativo con tal de ajustar la curva, ya que este último método no respeta límites.

En las Tablas 3.26 a la Tabla 3.32 presentan el valor promedio de cada uno de los parámetros sintonizados con los distintos métodos de optimización para las fallas monofásicas a tierra y bifásicas a tierra.

Como se observa en estas tablas, los parámetros sintonizados con los distintos métodos de optimización presentan valores muy altos y se ha descartado estos datos para poder sacar un valor promedio con los valores más cercanos al del valor inicial.

Una vez calculado el promedio del parámetro en cada tabla, se ha determina un valor promedio total de todas las fallas, las cuales se presentan en resumen en la Tabla 3.25.

Tabla 3.25. Tabla con los valores promedios totales de los parámetros de secuencias.

| PARÁMETRO | PROMEDIO | VALOR INICIAL |
|-----------|-------------|---------------|
| R1 | 0.009984977 | 0.011174 |
| R2 | 0.011512888 | 0.011174 |
| RM | 502.5718512 | 499.007 |
| LM | 45.92161765 | 47.1318 |
| L2 | 0.015803562 | 0.016175 |
| L1 | 0.016909791 | 0.016175 |
| L0 | 0.054105219 | 0.041204 |

Estos valores son los estimados de todo las simulaciones en conjunto, lo cual presentan valores cercanos a los valores iniciales.

De las tabas 3.11 y Tabla 3.12 se observa que los RMSE resultaron pequeños con todos los métodos utilizados en la sintonización de los parámetros de secuencias y en la Tabla 3.13 y la Tabla 3.19 para fallas monofásicas a tierra y fallas bifásicas a tierra presentan valores de error relativo menores a 5% a diferencia de los otros métodos los errores presentan valores relativos mayores.

En otro análisis de los métodos se puede decir que el Simplex Search cumple todas las iteraciones propuestas, siendo esta la condición de paro en 100 iteraciones. Además de esto, si converge, pero no respeta los limites propuestos al iniciar la estimación dando como resultados parámetros negativos, como se observa el parámetro R2 de la fase C llegando a la conclusión de que no es confiable utilizar este método y a la vez que cumple con todas las iteraciones este proceso es el que consume más tiempo.

El mejor método de estimación es con el Levenberg Marquadt porque arroja valores en poco tiempo. Con el método de punto interior, los parámetros RM y LM se elevan demasiado con respecto a los valores iniciales y los únicos que no varían tanto son los R1

y L1, es decir los de secuencia positiva por lo que diremos que tampoco se recomienda este método a utilizar por los parámetros que tienden a elevarse.

En la Figura 3.68 como se puede apreciar, las formas de corriente de cortocircuito son muy parecidas a la realidad, es decir, que los parámetros finales son muy similares. En este caso son los valores medidos en el laboratorio.

Los errores RMSE se presentan en la Tabla 3.33 entre las tres curvas, dando como resultado valores muy bajos, por lo tanto, esto demuestra que la diferencia entre las formas no es muy grande al comparar con la realidad.

Tabla 3.33. Presenta los errores RMSE entre curvas.

| Formas de onda | RMSE |
|--|-------------|
| Xi_medida_real vs. Xi_estimada_simulada | 2.8773 |
| Xi_medida_real vs. Xi_PowerFactory | 4.453 |
| Xi_PowerFactory vs. Xi_estimada_simulada | 2.515 |

Dando como resultado final la validación de los parámetros dados en la Tabla 3.25 como valores de parámetros aceptables dentro del margen de error de la sintonización.

Tabla 3.26. Promedio del parámetro R1 con los distintos métodos de optimización no lineal.

| Tipo de Falla | | Monofásica a tierra | | | Bifásica a tierra | | | | | |
|----------------------------------|---------|---------------------|--------|--------|-------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--|
| Falla en la fase | | A | B | C | AB falla en A | BC falla en B | BC falla en C | CA falla en A | CA falla en C | |
| 50 [kVA] | Medidos | | | | | | | | | |
| | R1 | 0.0106 | 0.0093 | 0.0108 | 0.0099 | 0.0104 | 0.0130 | 0.0059 | 0.0130 | |
| Levenberg-Marquadt | R1 | 0.0106 | 0.0096 | 0.0107 | 0.0098 | 0.0103 | 0.0129 | 0.0066 | 0.0130 | |
| Trust-Region-Reflective | R1 | 0.0105 | 0.0093 | 0.0107 | 0.0094 | 0.0103 | 0.0129 | 0.0066 | 0.0130 | |
| Active-Set | R1 | 0.0120 | 0.0082 | 0.0094 | 0.0097 | 0.0114 | 0.0133 | 0.0068 | 0.0128 | |
| Interior-Point | R1 | 0.0119 | 0.0093 | 0.0108 | 0.0100 | 0.0114 | 0.0129 | 0.0066 | 0.0131 | |
| Sequential Quadratic Programming | R1 | 0.0110 | 0.0096 | 0.0107 | 0.0096 | 0.0107 | 0.0129 | 0.0066 | 0.0129 | |
| Simplex search | R1 | 0.0111 | 0.0092 | 0.0105 | 0.0097 | 0.0107 | 0.0130 | 0.0067 | 0.0130 | |
| PROMEDIO DEL PARAMETRO | | | | | | | | | | |
| PROMEDIO TOTAL DEL PARAMETRO | | 0.0100 | | | | | | | | |

Tabla 3.27. Promedio del parámetro R2 con los distintos métodos de optimización no lineal.

| Tipo de Falla | | Monofásica a tierra | | | Bifásica a tierra | | | | | |
|----------------------------------|---------|---------------------|-----------|-----------|-------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--|
| Falla en la fase | | A | B | C | AB falla en A | BC falla en B | BC falla en C | CA falla en A | CA falla en C | |
| 50 [kVA] | Medidos | | | | | | | | | |
| | R2 | 0.0112 | 0.0112 | 0.0112 | 0.0112 | 0.0112 | 0.0112 | 0.0112 | 0.0112 | |
| Levenberg-Marquadt | R2 | 0.0112 | 0.0112 | 0.0112 | 0.0112 | 0.0112 | 0.0112 | 0.0112 | 0.0112 | |
| Trust-Region-Reflective | R2 | 0.0112 | 0.0112 | 0.0112 | 0.0112 | 0.0112 | 0.0112 | 0.0112 | 0.0112 | |
| Active-Set | R2 | 0.0112 | 0.0112 | 0.0112 | 0.0112 | 0.0112 | 0.0112 | 0.0112 | 0.0112 | |
| Interior-Point | R2 | 649592.33 | 850790.86 | 1306805.6 | 1332870.36 | 0.014 | 0.015 | 679567.756 | 961547.228 | |
| Sequential Quadratic Programming | R2 | 649592.33 | 0.01 | 0.01 | 0.01 | 0.014 | 0.011 | 679567.756 | 0.011 | |
| Simplex search | R2 | 0.01 | 0.02 | 0.01 | 0.01 | 0.014 | 0.015 | 686622.182 | 0.013 | |
| PROMEDIO DEL PARAMETRO | | 0.0113 | 0.0112 | 0.0112 | 0.0112 | 0.0125 | 0.0124 | 0.0112 | 0.0116 | |
| PROMEDIO TOTAL DEL PARAMETRO | | 0.0115 | | | | | | | | |

Tabla 3.28. Promedio del parámetro RM con los distintos métodos de optimización no lineal.

| Tipo de Falla | | Monofásica a tierra | | | Bifásica a tierra | | | | | |
|------------------------------|----------------------------------|---------------------|-----------|-----------|-------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | | A | B | C | AB falla en A | AB falla en B | BC falla en B | BC falla en C | CA falla en A | CA falla en C |
| Falla en la fase 50 [kVA] | Medidos | | | | | | | | | |
| | Levenberg-Marquadt | 499.05 | 499.54 | 499.00 | 498.42 | 498.21 | 498.51 | 506.22 | 499.58 | 497.91 |
| | Trust-Region-Reflective | 499.05 | 502.21 | 498.98 | 492.34 | 490.71 | 489.95 | 603.70 | 499.98 | 497.91 |
| | Active-Set | 499.05 | 499.54 | 498.98 | 492.33 | 489.41 | 489.95 | 603.70 | 499.98 | 497.91 |
| | Interior-Point | 180729715 | 2.297E+10 | 3.887E+10 | 3.7987E+10 | 561.266729 | 588.698901 | 1.9606E+10 | 2.015E+10 | 2.8064E+10 |
| | Sequential Quadratic Programming | 1.807E+10 | 499.538 | 499.099 | 499.031 | 561.267 | 430.984 | 1.9606E+10 | 522.141 | 497.911 |
| | Simplex search | 445.93496 | 574.13754 | 777.7622 | 374.235175 | 559.651046 | 54.7599418 | 1.9874E+10 | 429.826793 | 4.29405812 |
| | PROMEDIO DEL PARAMETRO | 499.054 | 500.206 | 499.015 | 495.531 | 520.175 | 499.618 | 506.216 | 505.421 | 497.911 |
| | PROMEDIO TOTAL DEL PARAMETRO | 502.572 | | | | | | | | |

Tabla 3.29. Promedio del parámetro LM con los distintos métodos de optimización no lineal.

| Tipo de Falla | | Monofásica a tierra | | | Bifásica a tierra | | | | | |
|------------------------------|----------------------------------|---------------------|-----------|-----------|-------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | | A | B | C | AB falla en A | AB falla en B | BC falla en B | BC falla en C | CA falla en A | CA falla en C |
| Falla en la fase 50 [kVA] | Medidos | | | | | | | | | |
| | Levenberg-Marquadt | 47.589 | 47.323 | 48.488 | 43.942 | 42.471 | 48.0907 | 48.4884 | 57.1908 | 48.0123 |
| | Trust-Region-Reflective | 47.589 | 46.328 | 48.551 | 1.648 | 2.521 | 60.0990 | 677.86026 | 62.7928 | 48.0123 |
| | Active-Set | 47.589 | 47.323 | 48.551 | 1.065 | 58.221 | 60.0990 | 677.86026 | 62.7929 | 48.0123 |
| | Interior-Point | 2.638E+09 | 3.435E+09 | 5.278E+09 | 5376280079 | 57.0158 | 61.5897 | 2717061280 | 2702135120 | 3915139387 |
| | Sequential Quadratic Programming | 2.638E+09 | 47.323 | 47.808 | 46.956 | 57.0158 | 2016.79966 | 2717061280 | 5217.31289 | 48.0123 |
| | Simplex search | 45.485 | 3.997 | 82.879 | 1.232 | 58.7949 | 2474.57703 | 2715423456 | 7545.64743 | 100.632926 |
| | PROMEDIO DEL PARAMETRO | 47.063 | 47.075 | 4.108 | 45.449 | 54.704 | 57.470 | 48.488 | 60.926 | 48.012 |
| | PROMEDIO TOTAL DEL PARAMETRO | 45.922 | | | | | | | | |

Tabla 3.30. Promedio del parámetro L2 con los distintos métodos de optimización no lineal.

| Tipo de Falla | | Monofásica a tierra | | | Bifásica a tierra | | | | |
|----------------------------------|---------------|---------------------|---------------|---------------|-------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Falla en la fase | A | B | C | AB falla en A | AB falla en B | BC falla en B | BC falla en C | CA falla en A | CA falla en C |
| 50 [kVA] | | | | | | | | | |
| Medidos | | | | | | | | | |
| L2 | 0.0167 | 0.0166 | 0.0178 | 0.0168 | 0.0155 | 0.0185 | 0.0128 | 0.0127 | 0.0182 |
| Levenberg-Marquadt | 0.0167 | 0.0172 | 0.0178 | 0.0169 | 0.0156 | 0.0186 | 0.0128 | 0.0120 | 0.0182 |
| Trust-Region-Reflective | 0.0167 | 0.0166 | 0.0178 | 0.0171 | 0.0144 | 0.0186 | 0.0128 | 0.0120 | 0.0182 |
| Active-Set | 0.0100 | 0.0162 | 0.0164 | 0.0169 | 0.0146 | 0.0177 | 0.0128 | 0.0119 | 0.0179 |
| Interior-Point | 0.0100 | 0.0166 | 0.0178 | 0.0168 | 0.0146 | 0.0186 | 0.0128 | 0.0120 | 0.0182 |
| Sequential Quadratic Programming | 0.0173 | 0.0173 | 0.0177 | 0.0171 | 0.0149 | 0.0186 | 0.0128 | 0.0120 | 0.0182 |
| Simplex search | 0.0146 | 0.0168 | 0.0175 | 0.0169 | 0.0149 | 0.0184 | 0.0128 | 0.0121 | 0.0182 |
| PROMEDIO DEL PARAMETRO | | | | | | | | | |
| PROMEDIO TOTAL DEL PARAMETRO | 0.0158 | | | | | | | | |

Tabla 3.31. Promedio del parámetro L1 con los distintos métodos de optimización no lineal.

| Tipo de Falla | | Monofásica a tierra | | | Bifásica a tierra | | | | |
|----------------------------------|------------------|---------------------|------------------|-------------------|-------------------|---------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Falla en la fase | A | B | C | AB falla en A | AB falla en B | BC falla en B | BC falla en C | CA falla en A | CA falla en C |
| 50 [kVA] | | | | | | | | | |
| Medidos | | | | | | | | | |
| L1 | 0.0162 | 0.0162 | 0.0162 | 0.0162 | 0.0162 | 0.0162 | 0.0162 | 0.0162 | 0.0162 |
| Levenberg-Marquadt | 0.0162 | 0.0162 | 0.0162 | 0.0162 | 0.0162 | 0.0162 | 0.0162 | 0.0162 | 0.0162 |
| Trust-Region-Reflective | 0.0162 | 0.0162 | 0.0162 | 0.0162 | 0.0162 | 0.0162 | 0.0162 | 0.0162 | 0.0162 |
| Active-Set | 0.0162 | 0.0162 | 0.0162 | 0.0162 | 0.0162 | 0.0162 | 0.0162 | 0.0162 | 0.0162 |
| Interior-Point | 1503713.4 | 2070066.8 | 2907126.4 | 2959923.75 | 0.0224 | 0.0250 | 1498806.92 | 1389106.38 | 2069617.98 |
| Sequential Quadratic Programming | 1503713.4 | 0.016 | 0.016 | 0.016 | 0.022 | 0.016 | 1798806.92 | 0.0162 | 0.016175 |
| Simplex search | 0.02 | 0.020 | 0.015 | 0.017 | 0.023 | 0.019 | 1513007.98 | 0.0121 | 0.00076103 |
| PROMEDIO DEL PARAMETRO | 0.0178 | 0.0169 | 0.0160 | 0.0163 | 0.0193 | 0.0181 | 0.0162 | 0.0154 | 0.0162 |
| PROMEDIO TOTAL DEL PARAMETRO | 0.0169 | | | | | | | | |

Tabla 3.32. Promedio del parámetro L0 con los distintos métodos de optimización no lineal.

| Tipo de Falla | | Monofásica a tierra | | | Bifásica a tierra | | | | | |
|----------------------------------|---------|---------------------|-----------|-----------|-------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Falla en la fase | Medidos | A | B | C | AB falla en A | AB falla en B | BC falla en B | BC falla en C | CA falla en A | CA falla en C |
| | | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 |
| 50 [kVA] | | | | | | | | | | |
| Levenberg-Marquadt | L0 | 0.0350 | 0.0311 | 0.0636 | 0.067 | 0.067 | 0.070 | 0.067 | 0.073 | 0.097 |
| Trust-Region-Reflective | L0 | 0.0350 | 0.0161 | 0.0176 | 0.148 | 0.286 | 0.173 | 0.896 | 0.016 | 0.097 |
| Active-Set | L0 | 0.0350 | 0.0311 | 0.0176 | 0.148 | 0.284 | 0.173 | 0.896 | 0.016 | 0.097 |
| Interior-Point | L0 | 1485171.3 | 1722533.4 | 677755.59 | 5444556.18 | 0.0482 | 0.0467 | 2561486.67 | 1356821.89 | 3751328.67 |
| Sequential Quadratic Programming | L0 | 1485171.3 | 0.0311 | 0.0164 | 0.0413 | 0.0482 | 34.7024428 | 2561486.67 | 0.016 | 0.097 |
| Simplex search | L0 | 0.0140 | 0.0144 | 0.0196 | 0.0854 | 0.0473 | 36.3189462 | 2591144.69 | 0.016 | 0.292 |
| PROMEDIO DEL PARAMETRO | | 0.030 | 0.025 | 0.027 | 0.065 | 0.053 | 0.058 | 0.067 | 0.027 | 0.136 |
| PROMEDIO TOTAL DEL PARAMETRO | | 0.054 | | | | | | | | |

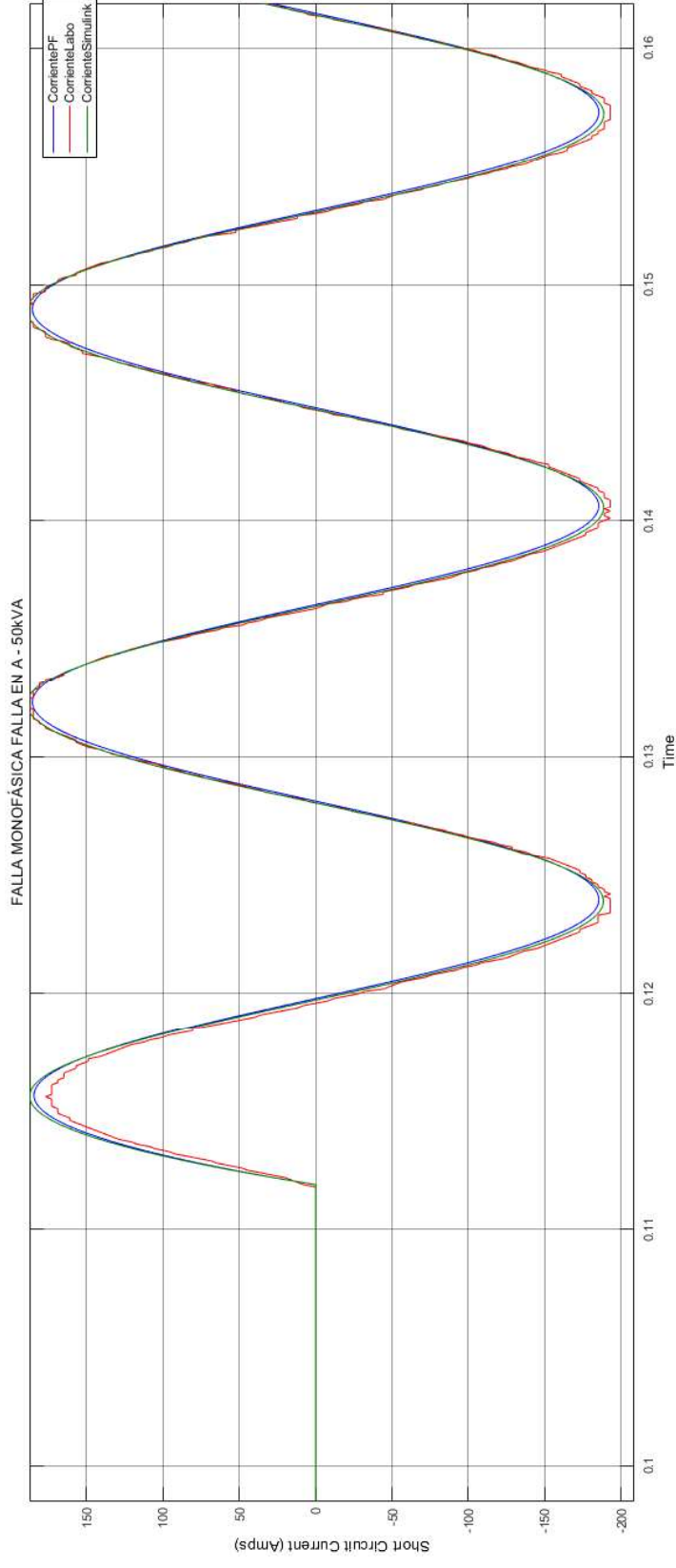


Figura 3.68. Formas de onda de la corriente de cortocircuito: La de Power Factory de color azul, la del laboratorio de color rojo y la de Simulink de color verde.

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- Se estructuró un modelo adecuado implementando el bloque del transformador trifásico de dos devanados de la librería, el cual permite realizar las conexiones requeridas en este estudio y de la misma manera se logró simular todos los eventos de fallas monofásicas a tierra y bifásicas a tierra en MATLAB-Simulink, llegando así, a un modelo valido que cumple con todos los requisitos para obtener los parámetros de secuencias a ser estudiados. Para la elección del modelo que represente a un transformador trifásico, que reproduzca sus condiciones de funcionamiento ante estos eventos, se ha elegido un modelo genérico, ya que con esto suplimos algunas adversidades como la falta de información en algunos casos o cuando no se pueda realizar ciertas pruebas en el laboratorio y de ser el caso hacer uso de los valores típicos, por estas razones se ha utilizado como una solución ante estas dificultades. Este modelo se indica en el capítulo 3 en la sección 3.6.2.
- Para la obtención de parámetros iniciales de secuencias en un transformador trifásico de 50 [kVA] se realizó la aplicación de la norma internacional de pruebas en transformadores sumergidos en aceite IEEE Std C57.12.90 para las pruebas de circuito abierto y cortocircuito obteniendo resultados donde se indica en la sección 3.2.1 y 3.2.2 del capítulo 3 respectivamente. A más de esto, se aplicó la norma internacional para transformadores de potencia IEC 60076-1 para determinar los parámetros de secuencia cero donde los resultados se pueden apreciar en la sección 3.2.1 del capítulo 3. Todos los parámetros obtenidos se encuentran en valores en p.u. en la tabla 3.3 del capítulo 3 los cuales serán luego ingresados en el modelo estructurado.
- Se cumplió con el objetivo específico de adquirir las curvas de corriente de cortocircuito ante eventos de fallas monofásicas a tierra y bifásicas a tierra a la salida de los terminales del lado de bajo voltaje del transformador trifásico de 50 [kVA] realizadas en el Laboratorio de Maquinas Eléctricas de la Escuela Politécnica Nacional, logrando en una primera instancia alimentar el transformador con una fuente trifásica de voltaje de 500 [V] por condiciones físicas del laboratorio. Para la falla monofásica a tierra se realizó el cortocircuito en las fases A, B y C y para las fallas bifásicas a tierra en el orden AB, BC y CA capturando las formas de onda en el osciloscopio en el instante que se cierran las cuchillas del breaker. Todo el proceso se indica en la sección 3.4 y los resultados en la figura 3.30 a la figura 3.39 de la sección 3.5 del capítulo 3.

- Se cumplió con el objetivo específico que es comparar las curvas de corriente de cortocircuito obtenidas del laboratorio con las simuladas de los eventos de falla en MATLAB-Simulink bajo las mismas condiciones donde se obtienen la forma de onda de corriente de cortocircuito en los bornes del lado de bajo voltaje del transformador trifásico de 50 [kVA] como se indican en la Figuras 3.67 de la sección 3.10 antes y después de la sintonización utilizando un solo método Levenberg Marquadt como ejemplo.
- Para el manejo de parámetros de secuencias del transformador trifásico es necesario que desde el Workspace de MATLAB sean declaradas las variables y como es necesario dos curvas para este proceso la primera forma de onda venga desde un archivo en Excel en este caso del laboratorio o del Power Factory. La segunda forma de onda es llamada desde el puerto de salida del modelo estructurado en Simulink bajo las mismas condiciones de falla.
- Se realizó la sintonización de parámetros de secuencias mediante la herramienta “Parameter Estimation” de MATLAB la cual contiene diferentes métodos de optimización no lineal para lograr sintonizar de curvas producidas por los eventos de fallas en el transformador trifásico de 50 [kVA] el cual reduce los errores hasta encontrar el punto óptimo de la función objetivo y así entregar nuevos parámetros que servirán para reproducir en un transformador real. Esta sintonización se la puede apreciar en la sección 3.10 del capítulo 3.
- La herramienta “Parameter Estimation” maneja métodos los cuales convergen mediante un cierto número de iteraciones los cuales son sometidos a restricciones como la tolerancia o el número máximo de iteraciones. Esta herramienta utiliza una función objetivo que en el transcurso de su proceso de iterar su valor va disminuyendo hasta cumplir con el punto más óptimo o cumplir con su condición de paro. También se puede observar en el transcurso de las iteraciones presenta una interfaz amigable donde se puede observar cómo van variando los parámetros, indicar resultados, limitar variables, cargar datos y hasta guardar archivos que posteriormente pueden ser de utilidad.
- De los resultados analizados en las tablas de la sección 3.10 del capítulo 3, se observa que todos los métodos reducen el error RMSE, pero este valor no significa que se impone para decir que es el mejor método para estimar los parámetros. En las tablas también se analiza el error relativo y en algunos métodos puede ser muy grande, lo que significa que, muchos parámetros diferentes pueden producir la misma curva y por esta

razón no necesariamente son los valores reales. Debido a esto se requiere analizar tanto el error RMSE y el error relativo.

- Esta modelo puede tomar medidas de un transitorio de corriente de un transformador trifásico y estimar su parámetros sin saber los de partida, en este proyecto de titulación sí se conocen estos valores y se pueda correr varias simulaciones y de todos estos concluir cual es el mejor métodos.
- Para escoger el mejor método hay que combinar el que ajuste lo mejor posible por medio del menor RMSE y por medio del menor error relativo de los parámetros de partida el cual fue para este proyecto de titulación el Levenberg Marquadt.

4.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda hacer un análisis profundo del comportamiento solo de la impedancia de secuencia cero en los distintos grupos de conexión para fallas a tierra en futuros trabajos.
- Para realizar las estimaciones se recomienda tener en cuenta con que tipo y en que falla se está trabajando tanto en el modelo como en el archivo de Excel, ya que en el modelo se puede confundir con facilidad a la salida del transformador porque cada conexión interna de los bobinados tiene diferente secuencia A, B, C.
- Se puede aplicar el método de este proyecto a un transformador del Sistema Nacional Interconectado y para ello se necesita oscilogramas, registros de falla, condiciones prefalla y los datos de placa, y si es posible del protocolo de pruebas del transformador, con esta información se puede sintonizar y obtener los parámetros más precisos del transformador.

5 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] V. H. Timbalombo, "Estudio de la respuesta en frecuencia mediante Pruebas de impulso para la evaluación del estado del aislamiento en transformadores.," Quito., E.P.N., 2017.
- [2] E. R. Ruíz, "Determinación de la impedancia homopolar de transformadores de potencia," Madrid., Uni. Carlos III de Madrid, 2012.
- [3] "Standard 60076-1 Power Transformer-Part 1," *IEC Commission Electrotechnique International*, 2000.
- [4] "Standard Test Code for Power, and Regulating Transformers," *IEEE Std C57.12.90*, 1999.
- [5] E. Sorrentino and J. C. Burgos, "Comparison of methods for measuring zero sequence impedances in 3-phase core-type transformers," Caracas, Venezuela, 2012.
- [6] A. Ramos, J. C. Burgos, A. Moreno, and E. Sorrentino, "Determination of parameters of zero-sequence equivalent circuits for three-phase three-legged YNyd transformers based on onsite low-voltage tests," Leganés, Madrid, Spain, 2013.
- [7] A. Ramos and J. C. Burgos, "Influence of tertiary stabilizing windings on zero-sequence performance of three-phase three-legged YNyd transformers. Part I: Equivalent circuit models," Elsevier B.V., Leganés, Madrid, Spain, 2017.
- [8] B. Chiguano, "Estimación de parámetros eléctricos de la máquina síncrona utilizando Matlab-Simulink," Quito., E.P.N., 2018.
- [9] S. E. Zirka, Y. I. Moroz, and C. M. Arturi, "Accounting for the influence of the tank walls in the zero-sequence topological model of a three-phase, three-limb transformer," Milano, Italy, 2014.
- [10] V. Diego, "Diseño, construcción y montaje de una cámara de transformación de 500 kVA para la planta industrial 'Govaira,'" Quito., E.P.N., 2010.
- [11] Y. H. Ku, "Electric machinery," *J. Franklin Inst.*, vol. 6, no. 4, p. 95, 2003.
- [12] I. Mena, "Planificación de expansión, estudio de coordinación y ajuste de protecciones del sistema occidental de ELEPCO S.A.," Ecuador., Univ. Técnica de

Cotopaxi, 2013.

- [13] M. Gallardo, "Selección y coordinación del sistema de protecciones del alimentador trifásico y sus derivaciones monofásicas de la subestación el calvario 52c8-l1 (oriental) de la empresa eléctrica provincial cotopaxi s.a.," Ecuador., Univ. Técnica de Cotopaxi, 2011.
- [14] Alberto and Martínez, "Método de las Componentes Simétricas," Colombia, 2014, pp. 1–35.
- [15] L. Lawhead, R. Hamilton, and J. Horak, "Three Phase Transformer Winding Configurations and Differential Relay Compensation," *60th Annu. Georg. Tech Prot. Relay Conf.*, no. May, pp. 1–37, 2006.
- [16] G. A. G. R. Resumen, "Medición de impedancia de secuencia cero en transformadores de potencia," Costa Rica, 2015.
- [17] M. Córdova, "Análisis del comportamiento de la evapotranspiración de referencia (ET_o) en un ecosistema de páramo mediante la ecuación combinada de Penman-Monteith," Ecuador., Univ. de Cuenca., 2013.
- [18] T. Bravo, "Interpolación , ajuste de curvas , integración y derivación numéricas," Colombia, 2015.
- [19] B. A. P. T. ABB, *Testing of Power Transformers*, 1st ed. Zurich, 2003.
- [20] "Standard 60076-8 Power transformers – Application guide," *IEEE Power and Energy Society*, 1997.
- [21] M. Rodríguez, "Transformadores Trifásicos con cargas desequilibradas," vol. 1, pp. 0–5, 2018.
- [22] "Standard 80-2000 Guide for Safety in AC substation grounding," *The institute of electrical and electronics engineers*, 2000.
- [23] V. De Andrade, "Valores típicos esperados de la resistencia de falla en sistemas eléctricos de potencia," Venezuela, 2017.
- [24] B. Juárez López, "Estimación del gradiente utilizando el derivador Super – Twisting con convergencia robusta y uniforme," México., Univ. Nacional Autónoma de México, 2013.
- [25] A. Cortés, "Aplicación del metodo de Levenberg-Marquardt y del gradiente conjugado en la estimación de la generación de calor de una aparato de placa

caleinte con guarda,” México., Univ. Nacional de Investigacion y Desarrollo Tecnológico, 2004.

- [26] J. Seijas, “Estudio de la implementación del método del conjunto activo en procedimientos de asignación de redes de trafico,” España., Univ. de Coruña, 1997.
- [27] E. Toro, “Optimización de sistemas lineales usando métodos de punto interior,” Colombia, 2004.
- [28] G. Carrizo, “Estrategia de Región de Confianza para Problemas de Optimización Multiobjetivo no Convexos,” Argentina., Univ. Nacional del Sur, 2012.
- [29] J. Monroy, “Implementación del método de adaptación de modificadores anidados para la optimización en tiempo real con perturbaciones,” Chile., Univ. Técnica Federico Santa María, 2018.
- [30] Mathworks, “Implement three-phase transformer with configurable winding connections - Simulink - MathWorks América Latina,” 2019. [Online]. Available: <https://la.mathworks.com/help/phymod/sps/powersys/ref/threephasetransformertw owindings.html>. [Accessed: 22-May-2019].

ANEXOS

ANEXO A. MODELO ESTRUCTURADO EN MATLAB-SIMULINK

Transformador trifásico didáctico

```
%ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
%AUTOR: OSCAR FERNANDO CUASAPAZ BEJARANO
%TEMA: SINTONIZACION DE PARAMETROS DE SECUENCIAS DE UN
TRANSFORMADOR
%TRIFÁSICO UTILIZANDO METODOS DE OPTIMIZACION NO LINEAL.

%ADQUISICIÓN DE DATOS A PARTIR DE EVENTOS DE CORTOCIRCUITO
MONOFASICO A TIERRA
%Y BIFASICO A TIERRA MEDIDOS EN LOS TERMINALES DEL LADO DE BAJO
VOLTAJE DEL
%TRANSFORMADOR TRIFASICO DIDACTICO DEL LABORATORIO DE MAQUINAS
ELECTRICAS DE LA EPN.
clear all;
clc;
%ADQUISICION DE DATOS DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO
[~, ~, raw] = xlsread('C:\Users\Dell\Desktop\simulaciones trafos
z0 pequeño\simulacion trafo didactico 1\F0085CH1-RS-
R.xlsx', 'F0085CH1', 'D1:E2500');
SALIDA = reshape([raw{:}],size(raw));
VOUT1 = reshape([raw{:}],size(raw));
VOUT = SALIDA(:,2);
TIEMPO = SALIDA(:,1);
clearvars SALIDA raw;
%DATOS EN P.U. DE LOS RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE CIRCUITO
ABIERTO Y
%CORTOCIRCUITO Y SECUENCIA CERO

R1=0.065243
R2=0.065243
RM=299.75
LM=85.637
L1=0.012449
L2=0.012449
L0=0.000123

%GRÁFICAS DE LAS CURVAS DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO
plot(TIEMPO,VOUT);
grid
xlabel('Tiempo (Segundos)');
ylabel('Corrienet de Cortocircuito (Amperios)');
title('Dyn5 FALLA BIFÁSICA AB en A');
```

Transformador trifásico de 50 [kVA]

```

%ADQUISICIÓN DE DATOS A PARTIR DE EVENTOS DE CORTOCIRCUITO
MONOFÁSICO Y BIFÁSICO A TIERRA,
%EN LOS TERMINALES DEL LADO DE BAJO VOLTAJE DE UN TRANSFORMADOR
TRIFÁSICO DE 50 [kVA].
clear all;
clc;
%ADQUISICION DE DATOS DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN LABORATORIO

[~, ~, raw] = xlsread('C:\Users\Dell\Desktop\simulaciones trafos
z0 grande\simulacion trafo 50 [kVA]
1\AC_C_LAB.xlsx', 'AC_C_LAB', 'E1:F2500');
SALIDAL = reshape([raw{:}], size(raw));
VOUT1L = reshape([raw{:}], size(raw));
VOUTL = SALIDAL(:, 2);
TIEMPOL = SALIDAL(:, 1);
clearvars SALIDAL raw;

%CURVAS DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN POWER FACTORY

[~, ~, raw] = xlsread('C:\Users\Dell\Desktop\simulaciones trafos
z0 grande\simulacion trafo 50 [kVA]
1\AC_C_PF.xlsx', 'AC_C_PF', 'A1:B2500');
SALIDAPF = reshape([raw{:}], size(raw));
VOUT1PF = reshape([raw{:}], size(raw));
VOUTPF = SALIDAPF(:, 2);
TIEMPOPF = SALIDAPF(:, 1);
clearvars SALIDA raw;

%DATOS EN P.U. DE LOS PARAMETROS QUE RESULTAN DE LAS PRUEBAS DE
CIRCUITO
%ABIERTO, CORTOCIRCUITO Y SECUENCIA CERO.

R1=0.011174
R2=0.011174
RM=499.007
LM=47.1318
L1=0.016175
L2=0.016175
L0=0.041204

%GRÁFICAS DE LAS CURVAS DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO
figure(1);
plot(TIEMPOL, VOUTL, 'r')
hold on
plot(TIEMPOPF, VOUTPF, 'b');
grid on
hold off
xlabel('Tiempo (Segundos)');
ylabel('Corriente de Cortocircuito (Amperios)');
title('Dyn5 FALLA BIFÁSICA AC- FASE C');
legend('Corriente Laboratorio', 'Corriente PF')

```

ANEXO B. SINTONIZACIÓN EN EL TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DIDÁCTICO.

Tablas de las sintonizaciones de los parámetros de secuencia utilizando todos los métodos de optimización no lineal para el transformador trifásico didáctico.

Tabla B-1.- Simulaciones de los parámetros en el transformador didáctico utilizando el método Levenberg-Marquadt.

| Método de optimización | | Nonlinear least squares | | | | | | | | |
|-----------------------------|----------------|-------------------------|--------------|--------------|-------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Algoritmo | | Levenberg-Marquadt | | | | | | | | |
| Tipo de Falla | | Monofásica a tierra | | | Bifásica a tierra | | | CA falla en C | | |
| Falla en la fase | | A | B | C | AB falla en A | AB falla en B | BC falla en B | BC falla en C | CA falla en A | CA falla en C |
| # Iteraciones del método | | 7 | 38 | 13 | 8 | 16 | 4 | 4 | 17 | 23 |
| Función objetivo minimizada | | 2.1869 | 1.6182 | 1.078 | 9.5182 | 1.0431 | 192.5799 | 3.9751 | 2.0503 | 1.725 |
| Resistencia de falla | | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 |
| | Medidos | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 |
| R1 | 0.065 | 0.114 | 0.002 | 0.134 | 0.148 | 0.108 | 0.117 | 0.154 | 0.000 | 0.212 |
| R2 | 0.065 | 0.165 | 0.229 | 0.141 | 0.155 | 0.123 | 0.120 | 0.121 | 0.222 | 0.092 |
| RM | 299.750 | 229.601 | 4337.587 | 210157.356 | 28458.062 | 32814.590 | 299.670 | 281.822 | 293.543 | 1961.692 |
| LM | 85.637 | 79.521 | 179.304 | 211.066 | 122.317 | 5.673 | 85.026 | 180.722 | 82181.874 | 650.037 |
| L1 | 0.012 | 0.027 | 0.010 | 0.004 | 0.012 | 0.017 | 0.013 | 0.045 | 0.008 | 0.017 |
| L2 | 0.012 | 0.005 | 0.003 | 0.003 | 0.008 | 0.000 | 0.013 | 0.011 | 0.001 | 0.000 |
| L0 | 0.000 | 0.000 | 0.002 | 0.000 | 0.003 | 0.000 | 0.003 | 0.000 | 0.009 | 0.005 |
| RMSE (antes) | | 0.721 | 2.635 | 2.854 | 0.931 | 1.659 | 0.480 | 1.385 | 0.758 | 1.007 |
| RMSE (después) | | 0.439 | 0.407 | 0.343 | 0.284 | 0.273 | 0.291 | 0.624 | 0.347 | 0.363 |

Tabla B-2.- Simulaciones de los parámetros en el transformador didáctico utilizando el método Trust-Region-Reflective

| Método de optimización | | Nonlinear least squares | | | | | | | | | |
|-----------------------------|----------------|-------------------------|---------|------------|---------------|---------------|-------------------|---------------|---------------|---------------|--|
| Algoritmo | | Trust-Region-Reflective | | | | | | | | | |
| Tipo de Falla | | Monofásica a tierra | | | | | Bifásica a tierra | | | | |
| Falla en la fase | | A | B | C | AB falla en A | AB falla en B | BC falla en B | BC falla en C | CA falla en A | CA falla en C | |
| # Iteraciones del método | | 6 | 3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 23 | |
| Función objetivo minimizada | | 1.088 | 1.602 | 1.078 | 9.517 | 1.043 | 192.517 | 3.975 | 2.048 | 1.725 | |
| Resistencia de falla | | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | |
| Didáctico | Medidos | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | |
| | R1 | 0.065 | 0.005 | 0.134 | 0.149 | 0.108 | 0.117 | 0.154 | 0.000 | 0.212 | |
| | R2 | 0.065 | 0.233 | 0.141 | 0.155 | 0.123 | 0.121 | 0.121 | 0.222 | 0.092 | |
| | RM | 299.750 | 334.070 | 210157.356 | 33578.058 | 32756.905 | 299.622 | 282.511 | 292.861 | 1961.692 | |
| | LM | 85.637 | 74.618 | 4019.295 | 211.067 | 5.635 | 65.941 | 185.795 | 82181.874 | 650.037 | |
| | L1 | 0.012 | 0.045 | 0.010 | 0.016 | 0.018 | 0.009 | 0.047 | 0.008 | 0.017 | |
| PARÁMETROS EN P.U. | L2 | 0.012 | 0.005 | 0.003 | 0.008 | 0.000 | 0.017 | 0.009 | 0.001 | 0.000 | |
| | L0 | 0.000 | 0.000 | 0.002 | 0.003 | 0.000 | 0.000 | 0.003 | 0.009 | 0.005 | |
| | RMSE (antes) | 0.721 | 2.635 | 2.854 | 0.9306 | 1.659 | 0.4804 | 1.385 | 0.7577 | 1.007 | |
| | RMSE (después) | 0.303 | 0.405 | 0.343 | 0.283 | 0.273 | 0.288 | 0.624 | 0.347 | 0.363 | |
| | Error | | | | | | | | | | |

Tabla B-3.- Simulaciones de los parámetros en el didáctico utilizando el método Active-Set

| Método de optimización | | Gradient descent | | | | | | | | | |
|-----------------------------|----------------|---------------------|-------------|-------------|---------------|---------------|-------------------|---------------|---------------|---------------|--|
| Algoritmo | | Active-Set | | | | | | | | | |
| Tipo de Falla | | Monofásica a tierra | | | | | Bifásica a tierra | | | | |
| Falla en la fase | | A | B | C | AB falla en A | AB falla en B | BC falla en B | BC falla en C | CA falla en A | CA falla en C | |
| # Iteraciones del método | | 19 | 1 | 1 | 1 | 1 | 5 | 20 | 1 | 1 | |
| Funcion objetivo minimizada | | 1.087 | 1.602 | 1.078 | 9.515 | 1.043 | 192.463 | 3.981 | 2.048 | 1.711 | |
| Resistencia de falla | | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | |
| Didáctico | Medidos | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | |
| R1 | 0.065 | 0.000 | 0.002 | 0.134 | 0.149 | 0.108 | 0.087 | 0.147 | 0.000 | 0.215 | |
| R2 | 0.065 | 0.238 | 0.229 | 0.141 | 0.155 | 0.123 | 0.141 | 0.136 | 0.222 | 0.090 | |
| R | 299.750 | 20837.43 | 4283.368 | 210157.35 | 38698.057 | 32756.905 | 301.410 | 15220.610 | 292.861 | 1911.491 | |
| M | | 9 | | 6 | | | | | | | |
| LM | 85.637 | 3467.589 | 4019.295 | 211.067 | 122.343 | 5.663 | 63.327 | 4182.384 | 82181.874 | 1929.535 | |
| L1 | 0.012 | 0.015 | 0.010 | 0.004 | 0.016 | 0.018 | 0.005 | 0.014 | 0.001 | 0.015 | |
| L2 | 0.012 | 0.024 | 0.003 | 0.003 | 0.008 | 0.000 | 0.031 | 0.028 | 0.001 | 0.000 | |
| L0 | 0.000 | 0.000 | 0.002 | 0.000 | 0.003 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.009 | 0.005 | |
| RMSE (antes) | | 0.721 | 2.635 | 2.854 | 0.9306 | 1.659 | 0.4804 | 1.385 | 0.7577 | 1.007 | |
| RMSE (después) | | 0.302 | 0.405 | 0.343 | 0.284 | 0.273 | 0.300 | 0.624 | 0.347 | 0.360 | |

Tabla B-4.- Simulaciones de los parámetros en el transformador didáctico utilizando el método Interior-Point

| Método de optimización | | Gradient descent | | | | | | | | | |
|-----------------------------|----------------|---------------------|--------------|--------------|---------------|---------------|-------------------|---------------|---------------|---------------|--|
| Algoritmo | | Interior-Point | | | | | | | | | |
| Tipo de Falla | | Monofásica a tierra | | | | | Bifásica a tierra | | | | |
| Falla en la fase | | A | B | C | AB falla en A | AB falla en B | BC falla en B | BC falla en C | CA falla en A | CA falla en C | |
| # Iteraciones del método | | 2 | 2 | 2 | 24 | 3 | 3 | 2 | 3 | 3 | |
| Funcion objetivo minimizada | | 20.2686 | 34.5784 | 34.8204 | 4361.6853 | 67.7863 | 234.959 | 22.0425 | 70.4085 | 16.7634 | |
| Resistencia de falla | | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | |
| Didáctico | Medidos | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | |
| | R1 | 0.065 | 0.075 | 0.001 | 71.114 | 0.001 | 0.001 | 0.116 | 0.017 | 0.001 | |
| | R2 | 0.065 | 0.244 | 0.287 | 90.800 | 0.288 | 0.292 | 0.219 | 0.285 | 0.279 | |
| | R | 299.750 | 314.955 | 301.564 | 2565732.109 | 365.582 | 356.026 | 305.655 | 331.682 | 335.377 | |
| | M | 85.637 | 89.913 | 85.842 | 501682.680 | 96.333 | 95.541 | 87.498 | 100.303 | 97.136 | |
| | L1 | 0.012 | 0.016 | 0.012 | 33.441 | 0.005 | 0.045 | 0.012 | 0.016 | 0.051 | |
| | L2 | 0.012 | 0.017 | 0.012 | 2.549 | 0.010 | 0.013 | 0.015 | 0.037 | 0.024 | |
| L0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.515 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | | |
| Error | RMSE (antes) | 0.721 | 2.635 | 2.854 | 0.9306 | 1.659 | 0.4804 | 1.385 | 0.7577 | 1.007 | |
| | RMSE (después) | 0.377 | 0.415 | 0.443 | 0.002 | 0.981 | 0.660 | 0.531 | 0.772 | 0.838 | |

Tabla B-5.- Simulaciones de los parámetros en el transformador didáctico utilizando el método Sequential Quadratic Programming

| Método de optimización | | Gradient descent | | | | | | | | | |
|-----------------------------|--|----------------------------------|-------------|-------------|---------------|---------------|-------------------|---------------|---------------|---------------|--|
| Algoritmo | | Sequential Quadratic Programming | | | | | | | | | |
| Tipo de Falla | | Monofásica a tierra | | | | | Bifásica a tierra | | | | |
| Falla en la fase | | A | B | C | AB falla en A | AB falla en B | BC falla en B | BC falla en C | CA falla en A | CA falla en C | |
| # Iteraciones del método | | 7 | 8 | 4 | 1 | 8 | 16 | 16 | 10 | 10 | |
| Funcion objetivo minimizada | | 1.088 | 1.596 | 1.730 | 461.685 | 1.722 | 192.402 | 3.979 | 2.046 | 2.337 | |
| Resistencia de falla | | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | |
| Didáctico | | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | |
| R1 | | 0.065 | 0.000 | 0.000 | 71.114 | 0.230 | 0.105 | 0.154 | 0.000 | 0.000 | |
| R2 | | 0.065 | 0.231 | 0.231 | 90.800 | 0.054 | 0.126 | 0.137 | 0.224 | 0.260 | |
| R | | 299.750 | 337.340 | 303.116 | 2565732.109 | 395.392 | 1394.833 | 344.524 | 378.032 | 314.121 | |
| PARAMETROS EN P.U. | | LM | 85.637 | 87.630 | 88.038 | 501682.680 | 55.836 | 97.357 | 118.345 | 112.533 | |
| L1 | | 0.012 | 0.018 | 0.001 | 33.441 | 0.002 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.101 | |
| L2 | | 0.012 | 0.022 | 0.008 | 2.549 | 0.044 | 0.290 | 0.039 | 0.008 | 0.000 | |
| L0 | | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.515 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | |
| RMSE (antes) | | 0.721 | 2.635 | 2.854 | 0.9306 | 1.659 | 0.4804 | 1.385 | 0.7577 | 1.007 | |
| RMSE (después) | | 0.302 | 0.402 | 0.472 | 0.002 | 0.388 | 0.283 | 0.623 | 0.347 | 0.434 | |

Tabla B-6.- Simulaciones de los parámetros en el transformador didáctico utilizando el método Simplex Search

| Método de optimización | | Simplex search | | | | | | | | | |
|-----------------------------|----------------|---------------------|--------------|--------------|---------------|---------------|-------------------|---------------|---------------|---------------|--|
| Algoritmo | | n/a | | | | | | | | | |
| Tipo de Falla | | Monofásica a tierra | | | | | Bifásica a tierra | | | | |
| Falla en la fase | | A | B | C | AB falla en A | AB falla en B | BC falla en B | BC falla en C | CA falla en A | CA falla en C | |
| # Iteraciones del método | | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | |
| Funcion objetivo minimizada | | 1.0824 | 1.5875 | 1.7202 | 455.9697 | 1.5223 | 192.3944 | 3.9759 | 2.0442 | 2.3244 | |
| Resistencia de falla | | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.44 | |
| Didáctico | Medidos | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | Dyn5 | |
| R1 | 0.065 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | -1.511 | 0.196 | 0.110 | 0.157 | 0.000 | 0.000 | |
| R2 | 0.065 | 0.237 | 0.230 | 0.230 | 23.517 | 0.071 | 0.123 | 0.134 | 0.223 | 0.259 | |
| RM | 299.750 | 319.169 | 294.669 | 286.376 | 4785013.938 | 454.371 | 1868.089 | 338.900 | 228.804 | 75.004 | |
| LM | 85.637 | 95.492 | 89.511 | 93.511 | 561330.726 | 7.206 | 12.766 | 134.372 | 123.466 | 129.493 | |
| L1 | 0.012 | 0.018 | 0.001 | 0.000 | 22.061 | 0.003 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.101 | |
| L2 | 0.012 | 0.022 | 0.008 | 0.000 | 5.513 | 0.038 | 0.029 | 0.040 | 0.009 | 0.000 | |
| L0 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.302 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | |
| RMSE (antes) | | 0.721 | 2.635 | 2.854 | 0.9306 | 1.659 | 0.4804 | 1.385 | 0.7577 | 1.007 | |
| RMSE (después) | | 0.303 | 0.404 | 0.474 | 0.053 | 0.367 | 0.281 | 0.624 | 0.347 | 0.435 | |
| Error | | | | | | | | | | | |

ANEXO C. NORMAS INTERNACIONALES PARA DETERMINAR LOS PARAMETROS DE SECUENCIA POSITIVA, NEGATIVA Y CERO.

Circuito Abierto - IEEE Std C57.12.90-1999

8.2 No-load loss test

The purpose of the no-load loss test is to measure no-load losses at a specified excitation voltage and a specified frequency. The no-load loss determination shall be based on a sine-wave voltage, unless a different waveform is inherent in the operation of the transformer. The average-voltage voltmeter method is the most accurate method for correcting the measured no-load losses to a sine-wave basis and is recommended. This method employs two parallel-connected voltmeters; one is an average-responding [but root mean square (rms) calibrated] voltmeter; the other is a true rms-responding voltmeter. The test voltage is adjusted to the specified value as read by the average-responding voltmeter. The readings of both voltmeters are employed to correct the no-load losses to a sine-wave basis, using Equation (2) in accordance with 8.3.

8.2.1 Connection diagrams

Tests for the no-load loss determination of a single-phase transformer are carried out using the schemes depicted in Figure 12 and Figure 13. Figure 12 shows the necessary equipment and connections when instrument transformers are not required. When instrument transformers are required, which is the general case, the equipment and connections shown in Figure 13 apply. If necessary, correction for losses in connected measurement instruments may be made by disconnecting the transformer under test and noting the

wattmeter reading at the specified test circuit voltage. These losses represent the losses of the connected instruments (and voltage transformer, if used). They may be subtracted from the earlier wattmeter reading to obtain the no-load loss of the transformer under test.

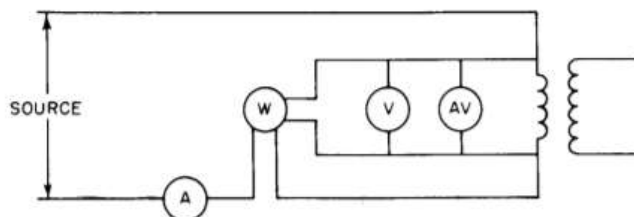


Figure 12—Connections for no-load loss test of a single-phase transformer without instrument transformers

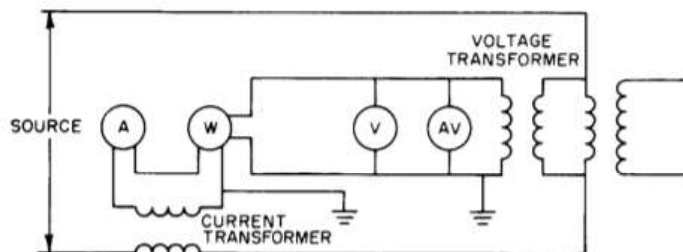


Figure 13—Connections for no-load loss test of a single-phase transformer with instrument transformers

Corto Circuito - IEEE Std C57.12.90-1999

9. Load losses and impedance voltage

9.1 General

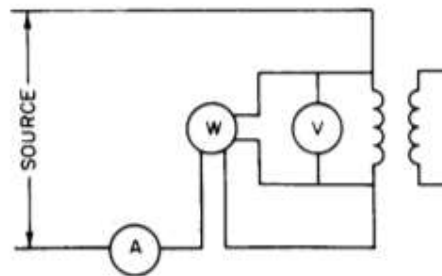
The load losses of a transformer are losses incident to a specified load carried by the transformer. Load losses include I^2R loss in the windings due to load current and stray losses due to eddy currents induced by leakage flux in the windings, core clamps, magnetic shields, tank walls, and other conducting parts. Stray losses may also be caused by circulating currents in parallel windings or strands. Load losses are measured by applying a short circuit across either the high-voltage winding or the low-voltage winding and applying sufficient voltage across the other winding to cause a specified current to flow in the windings. The power loss within the transformer under these conditions equals the load losses of the transformer at the temperature of test for the specified load current.

The impedance voltage of a transformer is the voltage required to circulate rated current through one of two specified windings when the other winding is short-circuited, with the windings connected as for rated voltage operation. Impedance voltage is usually expressed in per unit or in percent of the rated voltage of the winding across which the voltage is applied and measured. The impedance voltage comprises a resistive component and a reactive component. The resistive component of the impedance voltage, called the resistance drop, is in phase with the current and corresponds to the load losses. The reactive component of the impedance voltage, called the reactance drop, is in quadrature with the current and corresponds to the leakage-flux linkages of the windings. The impedance voltage is the phasor sum of the two components. The impedance voltage is measured during the load loss test by measuring the voltage required to circulate rated current in the windings. The measured voltage is the impedance voltage at the temperature of test, and the power loss dissipated within the transformer is equal to the load losses at the temperature of test and at rated load. The impedance voltage and the load losses are corrected to a reference temperature using the formulas specified in this standard.

The impedance kVA is the product of the impedance voltage across the energized winding in kilovolts times the winding current in amperes. The ratio of the load losses in kilowatts at the temperature of test to the impedance kVA at the temperature of test is the load loss power factor of the transformer during the test and is used in correction for phase-angle error as specified in this standard.

9.3.1 Wattmeter-voltmeter-ammeter method

The connections and apparatus needed for the determination of the load losses and impedance voltage of a single-phase transformer are shown in Figure 15 and Figure 16. Figure 15 applies when instrument transformers are not required. If instrument transformers are required, which is the general case, then Figure 16 applies.



NOTE—Instrument transformers to be added when necessary.

Secuencia Cero - IEC 60076-1

10.7 Measurement of zero-sequence impedance(s) on three-phase transformers

The zero-sequence impedance is measured at rated frequency between the line terminals of a star-connected or zigzag-connected winding connected together, and its neutral terminal. It is expressed in ohms per phase and is given by $3 U/I$, where U is the test voltage and I is the test current.

The test current per phase $\frac{I}{3}$ shall be stated

It shall be ensured that the current in the neutral connection is compatible with its current-carrying capability.

In the case of a transformer with an additional delta-connected winding, the value of the test current shall be such that the current in the delta-connected winding is not excessive, taking into account the duration of application.

If winding balancing ampere-turns are missing in the zero-sequence system, for example, in a star-star-connected transformer without delta winding, the applied voltage shall not exceed the phase-to-neutral voltage at normal operation. The current in the neutral and the duration of application should be limited to avoid excessive temperatures of metallic constructional parts.

In the case of transformers having more than one star-connected winding with neutral terminal, the zero-sequence impedance is dependent upon the connection (see 3.7.3) and the tests to be made shall be subject to agreement between the manufacturer and the purchaser.

Auto-transformers with a neutral terminal intended to be permanently connected to earth shall be treated as normal transformers with two star-connected windings. Thereby, the series winding and the common winding together form one measuring circuit, and the common winding alone forms the other. The measurements are carried out with a current not exceeding the difference between the rated currents on the low-voltage side and the high-voltage side.

NOTE 1 In conditions where winding balancing ampere-turns are missing, the relation between voltage and current is generally not linear. In that case several measurements at different values of current may give useful information.

NOTE 2 The zero-sequence impedance is dependent upon the physical disposition of the windings and the magnetic parts and measurements on different windings may not, therefore, agree.

ORDEN DE EMPASTADO