

**LOCALIZACIÓN DE FALLAS: GESTIÓN DE INFORMACIÓN
OBTENIDA EN EQUIPOS DE PROTECCIÓN INSTALADOS
EN CABECERAS DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN**

ANDRÉS FELIPE CAMARGO LEÓN

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2012**

**LOCALIZACIÓN DE FALLAS: GESTIÓN DE INFORMACIÓN
OBTENIDA EN EQUIPOS DE PROTECCIÓN INSTALADOS
EN CABECERAS DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN**

ANDRÉS FELIPE CAMARGO LEÓN

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Director

GILBERTO CARRILLO CAICEDO

Doctor Ingeniero Industrial

Codirector

MARCO FIDEL SUÁREZ SÁNCHEZ

Ingeniero Electricista

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA

2012

Dedico mi trabajo a Dios, quien me ha dado la vida para descubrir y darme cuenta que las cosas buenas toman tiempo.

A mi familia, a mis padres, quienes me impulsaron con amor para seguir dando pasos de éxito en la vida.

A mi novia quien siempre ha creído en mis capacidades para salir de las adversidades, y por su incondicional apoyo.

— Andrés Felipe Camargo León.

Agradecimientos

Quiero agradecer a quienes hicieron posible la culminación de este trabajo, al Dr. Gilberto Carrillo Caicedo, formador de profesionales, al Ing. Iván David Serna Suárez por su continuo acompañamiento y asesoramiento y al Ing. Marco Fidel Suárez Sánchez por darme la oportunidad de enfrentar este reto.

Al Ing. Orlando Hevia por su valiosa asesoría, a los compañeros de la Universidad Tecnológica de Pereira, al Profesor Juan José Mora y a los ingenieros Cesar Orozco y Andrés Bedoya por confiar en mi trabajo.

Al Ing. Jorge Jagua y al Ing. Jairo Blanco por sus aportes.

A los buenos profesores de la Universidad Industrial de Santander, por su esfuerzo al enseñar y transmitir el conocimiento.

Índice general

Introducción	17
1. Generalidades	19
1.1. Objetivos	19
1.1.1. Objetivo General	19
1.1.2. Objetivos Específicos	19
1.2. Antecedentes	19
1.3. Justificación	20
1.4. Planteamiento del Problema	21
2. Situación Actual	23
2.1. Relé de toma de datos	23
2.2. Errores de Medición	24
2.3. Efectos en transformadores D Y	26
2.4. Incidencia de fallas de Alta impedancia	38
2.5. Resumen	40
3. Metodología de validación	42
4. Herramienta Software: Manual del usuario	46
4.1. Descripción	46
4.1.1. Descripción de la Pantalla 1	46
4.1.2. Manejo de la Pantalla 1: ingreso de datos y visualización de señales y fasores de tensión y corriente	48
4.1.3. Almacenamiento de Datos	49
4.1.4. Descripción de la Pantalla 2	50
4.1.5. Manejo de la Pantalla 2: simulación de prefalla	54
4.1.6. Descripción de la Pantalla 3	55
4.1.7. Manejo de la Pantalla 3: simulación de falla	56
4.2. Resumen	58

5. Análisis soluciones y resultados	59
5.1. Errores de medición	59
5.2. Análisis en transformadores DY	59
5.3. Análisis de fallas de Alta Impedancia	68
5.3.1. Circuito Albán	68
5.3.2. Circuito Sask Power	73
5.3.3. Circuito Meissen	78
5.4. Evaluación de resultados de la metodología	82
5.4.1. Circuito Consulados	83
5.4.2. Circuito Albán	85
5.4.3. Circuito Meissen	88
5.4.4. Observaciones sobre los resultados	93
6. Conclusiones y Trabajos futuros	94
6.1. Conclusiones	94
6.2. Aportes	96
6.3. Trabajos Futuros	96
Referencias Bibliográficas	98
Anexos	102

Índice de figuras

1.1. Posible Falla Monofásica.	22
2.1. Relé SEL 351. Tomada de [SEL00a]	24
2.2. Modelo circuital usado para las pruebas de simulación de fallas. . .	27
2.3. Modelo usado en ATPdraw para las pruebas de simulación de fallas.	27
2.4. Tensiones primarias y secundarias de prefalla y falla, ante falla monofásica en la fase “c” del lado primario un transformador Dy7. . .	27
2.5. Falla monofásica en la fase “c” del lado primario de un transformador Dy7.	28
2.6. Tensiones en el secundario de un transformador Dy7 ante falla monofásica en la fase “c” del lado primario.	28
2.7. Corrientes en el secundario de un transformador Dy7 ante falla monofásica en la fase “c” del lado primario.	29
2.8. Falla bifásica en “ac” en el lado primario de un transformador Dy5.	29
2.9. Tensiones primarias y secundarias de prefalla y falla, ante falla bifásica en las fases “a” y “c” del lado primario un transformador Dy5.	30
2.10. Tensiones en el secundario de un transformador Dy5 ante falla bifásica en las fases “a” y “c” del lado primario.	30
2.11. Corrientes en el secundario de un transformador Dy5 ante falla bifásica en las fases “a” y “c” del lado primario.	31
2.12. Tensiones en el secundario de un transformador Dy5 ante falla bifásica a tierra en las fases “a” y “c” del lado primario.	32
2.13. Corrientes en el secundario de un transformador Dy5 ante falla bifásica a tierra en las fases “a” y “c” del lado primario.	32
2.14. Falla monofásica en la fase “A” del lado secundario de un transformador Dy7.	33
2.15. Tensiones primarias y secundarias de prefalla y falla, ante falla monofásica en la fases “A” del lado secundario de un transformador Dy7.	33

2.16. Tensiones en el primario de un transformador Dy7 cuando falla la fase A en el secundario (aparente falla bifásica en “ca”).	34
2.17. Corrientes en el primario de un transformador Dy7 cuando falla la fase A en el secundario (aparente falla bifásica en “ca”).	34
2.18. Falla bifásica en “AB” del lado secundario de un transformador Dy5.	35
2.19. Tensiones primarias y secundarias de prefalla y falla, ante falla bifásica en las fases “A” y “B” del lado primario un transformador Dy5.	35
2.20. Tensiones en el primario de un transformador Dy5 ante falla bifásica en fases “AB”.	36
2.22. Tensiones en el primario de un transformador Dy5 ante falla bifásica a tierra en fases “AB”.	36
2.21. Corrientes en el primario de un transformador Dy5 ante falla bifásica en fases “AB”.	37
2.23. Corrientes en el primario de un transformador Dy5 ante falla bifásica en fases “AB”.	37
2.24. Curvas de magnitudes y ángulos de tensión y corriente para 0,5, 20 y 40 Ohm.	40
3.1. Metodología de Validación.	45
4.1. Interfaz pantalla 1.	47
4.2. Ejemplo pantalla 1 parte 1.	49
4.3. Ejemplo pantalla 2 parte 2.	50
4.4. Guardado de Datos pantalla 1.	51
4.5. Interfaz pantalla 2.	52
4.6. Sección conductores en ducto. Adaptada de [E.S00]	53
4.7. Curva de carga diaria circuito Consulados. Tomada de [E.S02].	54
4.8. Ejemplo pantalla 2.	54
4.9. Interfaz pantalla 3.	56
4.10. Ejemplo pantalla 3.	57
4.11. Gráficas de corrientes en botón Ver pl4 en pantalla 3.	57
5.1. Cargas Máximas circuito Albán.	69
5.2. Cargas al 40 %, circuito Albán.	71
5.3. Cargas Máximas, circuito Sask Power.	73
5.4. Cargas 40 %, circuito Sask Power.	76
5.5. Cargas Máximas, circuito Meissen.	78
5.6. Polaridad y Secuencia Registro Consulados.	84

5.7. Segunda simulación en falla circuito Consulados.	85
5.8. Registro circuito Albán.	86
5.9. Polaridad anormal en las corrientes medidas.	87
5.10. Interfaz de Prefalla circuito Albán.	87
5.11. Señales Medidas y Simuladas circuito Albán.	88
5.12. Interfaz Simulación falla-Circuito Albán.	90
5.13. Simulación falla-Circuito Albán con polaridad corregida en corrientes	90
5.14. Registro Circuito Meissen, secuencia negativa en tensiones.	91
5.15. Registro Circuito Meissen, secuencia positiva en tensiones.	91
5.16. Simulación Prefalla Circuito Meissen.	92
5.17. Caso 1, simulación falla Circuito Meissen.	92
5.18. Caso 2, simulación falla Circuito Meissen.	93
A.1. Configuración de línea Triangular asimétrica 1.	104
A.2. Configuración de línea Triangular asimétrica 2.	104
A.3. Configuración de línea vertical.	105
A.4. Configuración de línea horizontal suspensión dos estructuras.	105
A.5. Configuración de línea horizontal de paso dos estructuras.	106
A.6. Configuración de línea horizontal de paso tres estructuras.	106
A.7. Circuito de distribución Albán.	108
A.8. Configuración de línea horizontal de paso.	109
A.9. Configuración de línea horizontal en suspensión.	109
A.10. Configuración de línea horizontal en bandera.	110
A.11. Circuito de distribución Meissen.	110
A.12. Circuito de distribución Consulados.	111
A.13. Circuito de Sask Power de 25kV. Adaptada de [DAS98].	112
A.14. Circuito de Sask Power de 25kV montado en ATPDraw.	112
B.1. Registro de eventos suministrado por Codensa S.A. ESP.	114
B.2. Tablas de Excel: Cargas-Lineas.	115
B.3. Tramo de línea creado con ATPdraw.	116
B.4. Modelo Pi equivalente nominal multifase. Adaptada de [dUdE02].	117
B.5. Archivo *.lib generado.	117
E.1. Diagrama de flujo para el diagnóstico según corrientes. Tomado de [MF CG05].	137
E.2. Diagrama de flujo para el diagnóstico según tensiones. Tomado de [JG BS09]	138

Índice de tablas

2.1. Mediciones SEL. Tomada de [SEL00b].	24
2.2. Observaciones de tensión y corriente en el lado no fallado de un transformador Delta-Estrella, de conexiones Dy7 y Dy5.	41
5.1. Condiciones normales en el lado Y de un transformador Dy5.	60
5.2. Cortocircuitos monofásicos y bifásicos en lado delta para transformador Dy5.	61
5.3. Cortocircuitos bifásicos a tierra y trifásicos en lado delta para transformador Dy5.	62
5.4. Condiciones normales en lado delta de un transformador Dy5.	62
5.5. Cortocircuitos monofásicos y bifásicos en lado Y para transformador Dy5.	63
5.6. Cortocircuitos bifásicos a tierra y trifásicos en lado Y para transformador Dy5.	64
5.7. Condiciones normales en el lado Y de un transformador Dy7.	64
5.8. Cortocircuitos monofásicos y bifásicos en lado delta para transformador Dy7.	65
5.9. Cortocircuitos bifásicos a tierra y trifásicos en lado delta para transformador Dy7.	66
5.10. Condiciones normales en lado delta de un transformador Dy7.	66
5.11. Cortocircuitos monofásicos y bifásicos en lado Y para transformador Dy7.	67
5.12. Cortocircuitos bifásicos a tierra y trifásicos en lado Y para transformador Dy7.	68
5.13. Magnitudes de corrientes circuito Albán, cargas máximas.	69
5.14. Ángulo de fase de corrientes del circuito Albán, cargas máximas.	70
5.15. Magnitudes de tensiones circuito Albán, cargas máximas.	70
5.16. Ángulos de fase de tensiones, fallas cercanas, circuito Albán, cargas máximas.	70
5.17. Ángulos de fase de tensiones, fallas lejanas, circuito Albán, cargas máximas.	71

5.18. Magnitudes de corrientes circuito Albán, cargas al 40 %	71
5.19. Ángulo de fase de corrientes del circuito Albán, cargas al 40 %	72
5.20. Magnitudes de tensiones del circuito Albán, cargas al 40 %	72
5.21. Ángulos de fase de tensiones, fallas cercanas, circuito Albán, cargas al 40 %	72
5.22. Ángulos de fase de tensiones, fallas lejanas, circuito Albán, cargas al 40 %	73
5.23. Magnitudes de Corrientes, circuito Sask Power, cargas máximas.	74
5.24. Ángulos de fase de corrientes, circuito Sask Power, cargas máximas.	74
5.25. Magnitudes de Tensiones, circuito Sask Power, cargas máximas.	74
5.26. Ángulos de fase de tensiones, fallas cercanas, circuito Sask Power, cargas máximas.	75
5.27. Ángulos de fase de tensiones, fallas lejanas, circuito Sask Power, cargas máximas.	75
5.28. Magnitudes de Corrientes, circuito Sask Power, cargas al 40 %	76
5.29. Ángulos de fase de corrientes, circuito Sask Power, cargas al 40 %	76
5.30. Magnitudes de tensiones, circuito Sask Power, cargas al 40 %	77
5.31. Ángulos de fase de tensiones, fallas cercanas, circuito Sask Power, cargas al 40 %	77
5.32. Ángulos de fase de tensiones, fallas lejanas, circuito Sask Power, cargas al 40 %	77
5.33. Magnitudes de Corrientes, circuito Meissen, cargas máximas.	78
5.34. Ángulos de fase de corrientes, circuito Meissen, cargas máximas.	79
5.35. Magnitudes de Tensiones, circuito Meissen, cargas máximas.	79
5.36. Ángulos de fase de tensiones, circuito Meissen, cargas máximas.	79
5.37. Resumen de Resultados.	81

Índice de anexos

Circuitos de distribución de prueba	103
Archivos y datos de entrada para la herramienta software	113
Códigos fuente usados en la interfaz	118
Metodologías usadas para los diagnósticos de fallas	137

RESUMEN

TÍTULO:

LOCALIZACIÓN DE FALLAS: GESTIÓN DE INFORMACIÓN OBTENIDA EN EQUIPOS DE PROTECCIÓN INSTALADOS EN CABECERAS DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN¹

AUTORES:

ANDRÉS FELIPE CAMARGO LEÓN²

PALABRAS CLAVE:

Sistemas de protección, Análisis de fallas de cortocircuito, localización de fallas en sistemas de distribución.

DESCRIPCIÓN:

Este proyecto trata acerca del tratamiento de la información que se obtiene en equipos de protección instalados en cabeceras de circuitos de distribución. El objetivo es proponer una estrategia de validación, tratamiento y ajuste de dicha información, suministrada por la empresa Codensa S.A. ESP³, para ser empleada en una herramienta de localización de fallas.

Para el desarrollo del proyecto se investigó literatura técnica asociada a los problemas que se pueden presentar en los medidores de un sistema de distribución, y se analizó el comportamiento de las fallas en circuitos con transformadores delta-estrella, con el fin de mostrar factores que pueden afectar las mediciones de las señales de tensión y corriente.

Se elaboró una herramienta “software” que permite dar una interpretación de los registros de fallas recogidos en los relés de las cabeceras de los circuitos de distribución. Dicha herramienta, permite detectar incoherencias y anomalías en los registros, indicando si éstos son útiles para alimentar una herramienta de localización de fallas. Adicionalmente, la herramienta permite recrear un entorno simulado a partir de la información topológica del circuito en estudio y los niveles de tensión del registro. Esto permite comparar los estados de prefalla y falla simulados, con las mediciones reales.

¹Proyecto de Grado

²Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Gilberto Carrillo Caicedo. Marco Fidel Suárez.

³Proyecto financiado por Colciencias y Codensa S.A. ESP mediante el convenio 537 de 2008.

ABSTRACT

TITLE:

LINE FAULTS LOCALIZATION: MANAGEMENT INFORMATION OBTAINED ON PROTECTIVE EQUIPMENT INSTALLED ON DISTRIBUTION CIRCUIT HEADWATERS¹

AUTHORS:

ANDRÉS FELIPE CAMARGO LEÓN²

KEY WORDS:

Protection System, Short-circuit failure analysis, fault location in distribution systems.

DESCRIPTION:

This project deals with the treatment of information obtained in equipment protection circuits installed in distribution headers. The aim is to propose a validation strategy, treatment and adjustment of such information, provided by the company Codensa S.A. ESP³, to be used in a troubleshooting tool.

To develop the project, technical literature investigated the problems associated with that may occur on the gauges of a distribution system and analyzed the behavior of faulty circuits with delta-star transformers, with the objective to show factors that can affect measurements of the voltage signals and current.

Tool “software” was developed, that allows to give an interpretation of fault records listed in the headers relays, distribution circuits. This tool to detect inconsistencies and anomalies in the records indicating whether these are useful to feed a fault location tool. In addition, the tool allows to recreate a simulated environment from the topological information the circuit under study and record voltage levels. This allows comparing the simulated states, prefault and fault, with actual measurements.

¹Degree Project

²Faculty of Physical-Mechanic Engineering. School of Electrical, Electronical and Telecommunications Engineering. Gilberto Carrillo Caicedo. Marco Fidel Suárez.

³Project funded by Colciencias and Codensa S.A. ESP through the agreement 537 of 2008.

Introducción

Actualmente, la electricidad es parte fundamental para el crecimiento y desarrollo de los diferentes sectores (residencial, comercial e industrial). Por lo cual, la continuidad en el suministro de la energía es un factor primordial a monitorizar por parte de las empresas distribuidoras de energía. Este factor se torna complejo con las características¹ de los sistemas de distribución que dificultan la labor de encontrar una falla. Estas dificultades se deben superar para restaurar oportunamente el servicio, que es un trabajo que demanda celeridad.

Con el fin de mejorar la calidad en la energía, se ha diseñado una estrategia para disminuir el tiempo de localización de fallas a partir de una herramienta “software” que concatena diversos métodos de localización. Esta herramienta, tiene como datos de entrada registros de tensión y corriente que no son siempre fiables por alteraciones en las mediciones o malas interpretaciones de los datos. De acuerdo con lo anterior, éste trabajo de grado tiene como meta elaborar una metodología que valide la información que se utiliza como entrada de los localizadores de fallas. Lo anterior permite, entender la consistencia de los datos, es decir, conocer su aplicabilidad, usabilidad y veracidad. Con el fin de pronosticar que tipo de falla se esta presentando se realizan diagnósticos basados en estudios y análisis de huecos de tensión y análisis de la corriente de secuencia cero. Además, se recrea el circuito y se verifica su comportamiento tanto en estado de prefalla como en estado de falla, mediante simulaciones en ATP (Alternative Transient Program) y Matlab (MATrix LABORatory). Adicionalmente, este trabajo aporta un estudio de transformación de fallas, que presenta el análisis del comportamiento de las mismas en centros de distribución delta-estrella.

El libro se encuentra dividido en seis capítulos. El primer capítulo contiene las generalidades del proyecto, describe los objetivos a alcanzar y el planteamiento del problema. En el capítulo dos, se describe el dispositivo de protección del cual se extrajeron los datos, casos que pueden encontrarse en la literatura técnica sobre los errores en las mediciones y sus propuestas para mejorarlos, seguido se describen los efectos que pueden presentarse en las mediciones a través de un

¹Topología, dificultades de acceso, redes subterráneas, etc.

transformador delta-estrella y al final del capítulo se hace describe y se plantea la incidencia que puede llegar a tener las fallas de alta impedancia en un sistema de distribución. En el capítulo tres, se presentan los pasos para efectuar la validación de los datos, se describe el funcionamiento de la herramienta “software” desarrollada. En el capítulo cuatro se encuentra el manual del usuario que describe el manejo de la herramienta “software”. En el capítulo cinco se presentan los análisis y resultados de los problemas planteados en los capítulos anteriores. Finalmente en el capítulo cinco se presentan, las conclusiones y observaciones del presente trabajo.

Información mas detallada sobre algunos de los elementos que componen este trabajo se pueden encontrar en los anexos al mismo. Los datos de los circuitos de Codensa S.A. ESP estudiados se encuentran en el anexo A. Los archivos que son entradas para la herramienta “software” están consignados en el anexo B. En el anexo C y D se presentan los códigos fuente mas importantes de la herramienta “software”. Finalmente en el anexo E se presentan las metodologías seguidas para los diagnósticos de fallas usados en la herramienta.

1. Generalidades

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo General

Proponer una estrategia de validación, tratamiento y ajuste de los datos de tensión y corriente obtenidos en cabecera del alimentador de distribución, para ser empleados en una herramienta de localización de fallas.

1.1.2. Objetivos Específicos

- Unificar los formatos de presentación de los datos suministrados por los relés.
- Caracterizar los datos para facilitar la realización de pruebas de veracidad.
- Automatizar la validación de datos y la selección de series de datos correspondientes a fallas.

1.2. Antecedentes

Actualmente, los indicadores de calidad que rigen y regulan la distribución de energía eléctrica se ven seriamente afectados por la inoportuna localización de fallas en el sistema. Por tal motivo, centros de investigación y empresas distribuidoras de energía buscan estrategias para disminuir los tiempos de atención y restablecimiento del servicio ante la ocurrencia de este tipo de fallas. Una de estas estrategias es el desarrollo e implementación de algoritmos que toman como fuente de información la topología del circuito y el registro de los equipos de medida ubicados en la cabecera de los alimentadores [MF07].

Una de las dificultades encontradas radica en la no homogeneidad de la configuración y diseño de los circuitos de media tensión (1kV-34,5kV). Adicionalmente, el problema se hace más denso al encontrarse desbalance de cargas (típico en

el caso Colombiano) y la poca certeza y actualización de la información registrada de las empresas distribuidoras de energía [MFCG05].

Los trabajos que se han adelantado son fundamentados en dos clases de métodos, el primero de tipo circuital que puede denominarse método basado en el modelo (MBM), que mediante estimación de la impedancia logra establecer una distancia a la falla, y el segundo que usa técnicas de clasificación que podría denominarse como método de clasificación basado en el conocimiento (MCBC), con el cual se busca, mediante la experiencia adquirida y los registros históricos del comportamiento, relacionar las características de las señales de falla presentadas con las almacenadas, para las cuales ya se ha realizado una inferencia estadística para establecer tendencias de los comportamientos de las fallas en diversos lugares del circuito.

La efectividad de estos métodos tiene una alta dependencia de la calidad de la información que representa el sistema. Esto hace referencia a dos escenarios. El primero corresponde a la información con la cual se modela cada alimentador (parámetros, distancias etc.) y el segundo es el que corresponde a los registros de las mediciones realizadas en las cabeceras de los alimentadores [MF07]. Por tal motivo, lo que se busca con este proyecto es aportar una metodología de validación previa de estos escenarios de manera tal que se garantice la concordancia y consistencia de los datos de entrada con la realidad. Es decir donde, se valide la veracidad y utilidad de la información, y así, mejorar la confiabilidad a los resultados arrojados por dicho “software” (sobre todo la asociada a los datos).

1.3. Justificación

En los sistemas de distribución, la interrupción de energía es un problema que implica un costo tanto para los clientes del servicio como para el operador de red. Localizar la falla en el sistema es una acción que exige celeridad y efectividad. Los métodos más primitivos para la localización de fallas consisten en inspección visual de la línea, energización de la línea por partes para reducir la longitud total que tiene que ser inspeccionada, tarjetas de sobre-tensión ubicadas en las torres de transmisión y rastreadores de corriente. Estos procedimientos pueden ser lentos, inexactos y costosos [MF07]. Además, cuando se está trabajando en zonas rurales, las condiciones geográficas, topológicas, climáticas y ambientales de la zona, complican la búsqueda física.

En el análisis de localización se presentan varias herramientas que se basan en los ya mencionados MBM y MCBC. Ante el problema de la múltiple estimación

que presentaban algunas de estas técnicas, se implementaron localizadores basados en el conocimiento [REMG06, BN06, CA06]. No obstante, con esto se generó una nueva dependencia hacia la veracidad que los datos deben poseer para que estas herramientas arrojen valores razonables [MEGR05, LR07, RS06, SSST06].

Por lo general, estas herramientas se basan en mediciones que se toman en las cabeceras de los circuitos. Sin embargo, los resultados que arrojan terminan siendo inconsistentes cuando sus entradas presentan errores, ya sea por una mala calibración del equipo de medida o por un desbalance del sistema o por presencia de componentes armónicas. Una validación previa de los datos permite asegurar resultados más confiables, identificando inconformidades o características extrañas.

1.4. Planteamiento del Problema

Los registros de fallas en sistemas de distribución, a diferencia de los de sistemas de transmisión, se obtienen casi siempre en las cabeceras de los alimentadores que pueden estar afectados por factores tales como señales erróneas, mala conexión de equipos o imprecisión. Debido a la existencia de errores en las señales, a la necesidad de identificar una señal de falla y a que no se cuenta con una metodología para realizar un análisis confiable de los datos tomados de los dispositivos de registro, en este trabajo se pretende identificar en que fase o fases de las señales de tensión y corriente ha ocurrido un cortocircuito y establecer las señales que deben ser corregidas cuando se presentan errores en la configuración de los equipos de medición (que generan polaridades incorrectas) o errores en la estimación de las magnitudes de interés (corriente y tensión). De esta forma, se puede obtener una información confiable para la herramienta localizadora de fallas.

Además de esto, en el sistema que es objeto de estudio, se ha presentado información confusa, encontrando señales de entrada con características poco familiares, en las que se desconoce la causa de su comportamiento y es difícil precisar a qué tipo de falla corresponde, véase figura 1.1. Una primera impresión revela que se está presentando una falla monofásica en la fase b, esto debido al incremento abrupto de la corriente, pero se tiene una inconsistencia al observar que la tensión varía ligeramente, cuando lo esperado sería que ésta disminuyera significativamente.

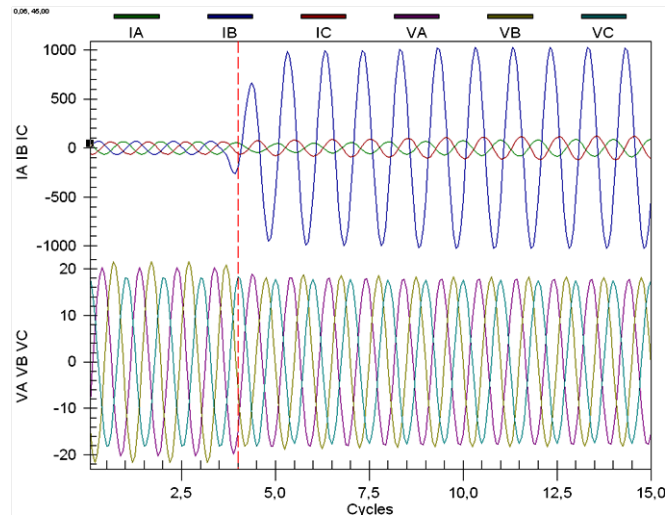


FIGURA 1.1.: Posible Falla Monofásica.

2. Situación Actual

2.1. Relé de toma de datos

En distribución cualquier elemento puede fallar, por tanto, se debe contar con una protección adecuada. Las condiciones anormales pueden originar cambios en las magnitudes de tensión, corriente y frecuencia, respecto a los permisibles, de ahí la necesidad de tener un sistema de protección útil para monitorizar y controlar las características de la localización de fallas [CC90]. En el mercado se pueden encontrar diferentes equipos de protección como los de ABB (Asea Brown Boveri) como el modelo TPU2000R que es una unidad de transformadores, con capacidad de medición y registro, para capturar la onda de manera oscilográfica y almacenar datos, el cual ofrece protección diferencial de sobrecorriente. También están los reconectadores automáticos, cuya función principal es restablecer el servicio ante fallas transitorias mediante el recierre automático de los interruptores, estos también proporcionan las funciones de registro y medición de datos, un ejemplo es el modelo OSM38 de marca Noja Power, que es un reconectador diseñado para tensiones de hasta 38 kV. En las subestaciones de Codensa S.A. ESP se cuenta, normalmente, con un relé tipo SEL (ver figura 2.1) el cual es una protección direccional de sobrecorriente que logra diferenciar entre cargas pesadas y trifásicas, reduce la duración de la falla evitando fuertes impactos en las cargas y en los equipos de medida, y funciona como un reconectador controlable. Este incorpora un “software” (sel 5030) que permite modificar los parámetros del relé, grabar perfiles de carga, hacer análisis de eventos guardados, efectuar pruebas y arrojar diagnósticos de las fallas.

El relé SEL-351 permite entradas de tensión monofásicas y trifásicas en conexión delta o Y. Para tensiones línea neutro admite un rango de 67 a 120 Vrms, para tensiones línea línea admite un rango de 115 a 260 Vrms. Para corrientes admite un rango de 1 a 5 A. Funciona para sistemas de secuencia ABC o ACB, y de frecuencia de 50/60 Hz, con un rango de frecuencias que varía de 40,1 a 65 Hz.

El relé SEL-351 proporciona mediciones de la fase y la secuencia de las tensiones y corrientes, así como la potencia, frecuencia y energía del sistema. Puede

grabar desde 15 hasta 60 ciclos por evento y desde 4 hasta 128 muestras por ciclo. Estas medidas se reportan en unidades primarias (corrientes en A primarios y tensiones en kV primarios). A partir de las muestras registradas se obtienen los valores RMS de tensión y corriente que serán utilizados para la localización de fallas. En la tabla 2.1, se muestran las mediciones que el dispositivo realiza, con una descripción de las mismas [SEL00b, SEL00a].

TABLA 2.1.: Mediciones SEL. Tomada de [SEL00b].

Cantidad	Descripción
Corrientes $I_{A,B,C,N}, I_G$	Corrientes de entrada y corriente a tierra ($I_G = 3I_0 = I_A + I_B + I_C$).
Tensiones $V_{A,B,C}$	Tensiones de fase de entrada conectados en Y.
Tensiones $V_{AB,BC,CA}$	Tensiones de línea para conexiones en Delta o Y.
Tensión V_S	Tensión para una delta abierta.
Potencia $MW_{A,B,C,3P},$ $MVAR_{A,B,C,3P}$	Potencia monofásica y trifásica; activa y reactiva.
Energía $MWh_{A,B,C,3P},$ $MVARh_{A,B,C,3P}$	Energía monofásica y trifásica; activa y reactiva.
Factor de Potencia $FP_{A,B,C,3P}$	Factor de potencia en atraso o en adelanto.
Secuencia $I_1, I_2, I_0, V_1, V_2,$ V_0	Secuencia positiva, negativa y cero para corrientes y tensiones.
Frecuencia (Hz)	Frecuencia instantánea del sistema de potencia.



FIGURA 2.1.: Relé SEL 351. Tomada de [SEL00a]

2.2. Errores de Medición

Las mediciones en sistemas de distribución son de vital importancia debido a que a través de éstas se toman todas las decisiones de control, operación y pago

del servicio. Los errores en las mediciones pueden ser debidos a la acción humana o a la operación del aparato de medida. A continuación se presentan algunos de los casos que pueden encontrarse en la literatura técnica y que proporcionan mejoras para tener lecturas más precisas, prestando mayor atención a los problemas por mala conversión de la información (transformador de medida, dispositivo de registro), mala calibración de los equipos y distorsiones en la señal de alimentación.

Estudios recientes han planteado modelos basados en resultados experimentales para evaluar los errores en la medición ante la presencia de distorsiones y condiciones desequilibradas. Allí proponen una metodología que permite predecir errores (desbalance de tensión y distorsión de las señales) en medidores de potencia activa[GCP⁺09].

En la práctica se ha encontrado que se presentan errores en los transformadores de corriente (por saturación y selección incorrecta) afectando la medición de corriente del relé [LK07]. Los transformadores de corriente presentan un comportamiento no lineal cuando se encuentran por encima de su operación normal en un rango de entre el 10 % y el 100 %, donde son evidentes las incoherencias en las lecturas si se consideran escalas lineales [AS90].

Las mediciones analógicas también han presentado incoherencias que se le atribuyen a dos tipos de errores, los aleatorios y los sistemáticos. Los primeros por el grado de precisión de los instrumentos, y los últimos por ganancias y no linealidades en instrumentos. Estas incoherencias en las mediciones son evaluadas para establecer funciones de minimización que proporcionen coeficientes de corrección.

Muchos de los medidores de energía realizan sus lecturas después de realizar un muestreo de la señal y de obtener los valores RMS. Sin embargo, se ha encontrado que frecuencias diferentes de la fundamental y sus múltiplos, conllevan efectos tales como alteración en las mediciones. Esto afecta las características de la señal (como el período), y si no lo tienen en cuenta los medidores, introduce un ligero error. El tamaño de la muestra también influye en la medición. Para tener en cuenta las componentes armónicas, se toman múltiplos enteros de hasta $(2n-1)$ muestras. Si las componentes no conllevan múltiplos enteros de la frecuencia, se recomienda realizar muestras de múltiples periodos, combinados con una medición precisa del periodo, ya que así se logra minimizar dichos efectos significativamente [ZXBZ04].

En aplicaciones industriales es común encontrar transformadores de medida, los cuales introducen errores en la conversión de fase y magnitud que afectan la

precisión de los mismos [ED02].

Un sistema de distribución del que se desconoce el comportamiento de la demanda de energía, podría verse afectado por la degradación de algunos elementos de la red. Contar con un estudio de caracterización de la demanda puede optimizar la cargabilidad de transformadores y redes. Mediante una metodología adecuada se busca encontrar datos característicos del consumo de la demanda de los sectores socioeconómicos, calculando las curvas de demanda típicas de las subestaciones, transformadores y circuitos, y hallando los factores de potencia, carga y demanda del sistema eléctrico [E.S02].

2.3. Efectos en transformadores D Y

Para ilustrar el efecto de un transformador Delta-Estrella, como los que se encuentran en los circuitos radiales a estudiar, mediante el programa ATPdraw se modeló y simuló un circuito radial de prueba (como se muestra en las figuras 2.2 y 2.3) el cual consta de un generador-fuente en Y puesto a tierra, medidores primarios de corriente, líneas de transmisión primarias, medidores de tensión primarios fase tierra, un transformador delta-estrella puesto a tierra con relación 1 a 2, medidores de tensión secundarios fase tierra, líneas de transmisión secundarias, cargas finales y medidores secundarios de corriente. Se observó lo que ocurría en los lados no fallados del transformador ante diferentes fallas y diferentes disposiciones del transformador. Cuando las fallas ocurren en el lado primario (en este caso se analiza lo que ocurrió en el lado secundario), una falla monofásica en la fase "c" de un transformador Dy7 (como el que se ve en la figura 2.5) hace aparecer las tensiones como si fuera una falla bifásica por la disminución de las tensiones en las fases "A" y "C", como se muestra en el diagrama fasorial de la figura 2.4 y en las señales de la figura 2.6, y en corrientes hace parecer que se trata de una disminución en la carga en las dos fases "A" y "C", como se ve en la figura 2.7.

Al someter un transformador Dy5, como el que se ve en la figura 2.8, a una falla bifásica línea-línea en las fases "a" y "c" del lado primario, se observa en el lado secundario que una sola tensión cae drásticamente como lo ilustra el diagrama fasorial de la figura 2.15, y como se ve en las señales de la figura 2.10, haciendo parecer que se trata de una falla monofásica, al ver las corrientes, una de ellas cae lo cual hace parecer una disminución en la carga como se ve en la figura 2.11.

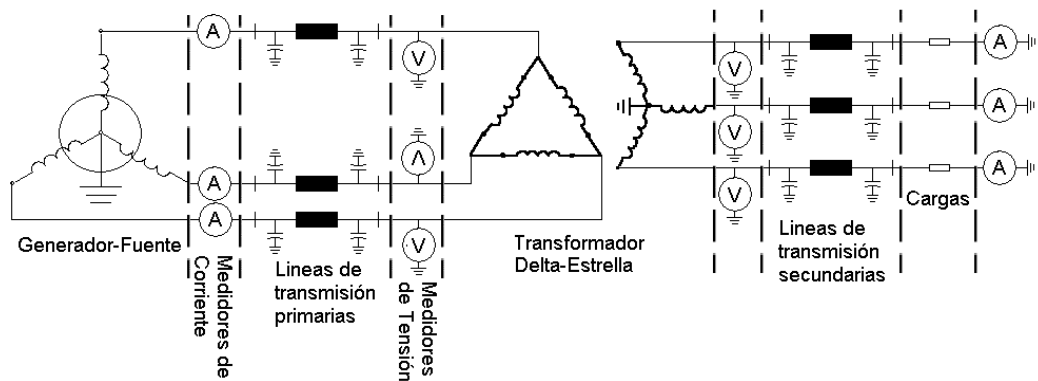


FIGURA 2.2.: Modelo circuital usado para las pruebas de simulación de fallas.

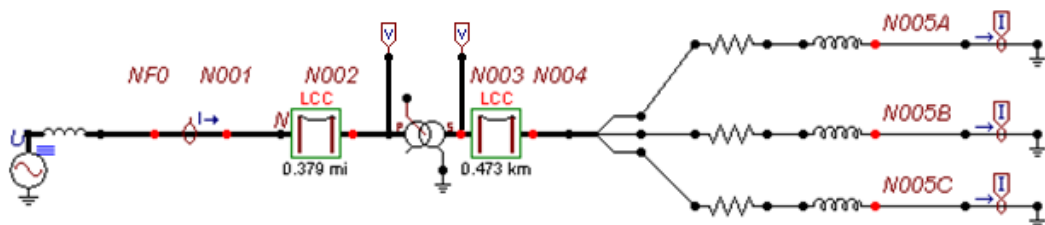


FIGURA 2.3.: Modelo usado en ATPdraw para las pruebas de simulación de fallas.

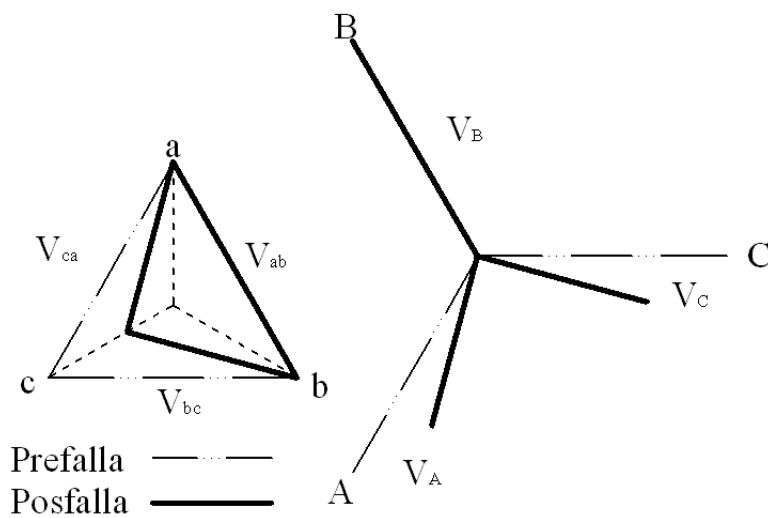


FIGURA 2.4.: Tensiones primarias y secundarias de prefalla y falla, ante falla monofásica en la fase "c" del lado primario un transformador Dy7.

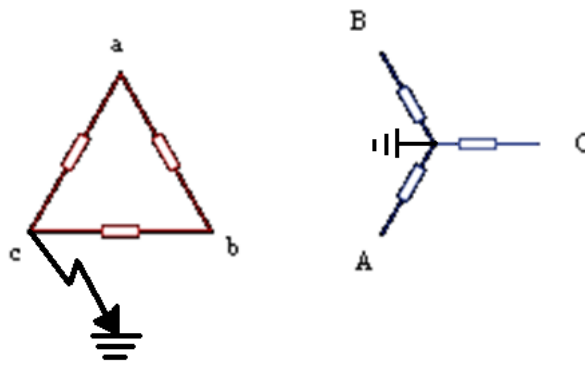


FIGURA 2.5.: Falla monofásica en la fase "c" del lado primario de un transformador Dy7.

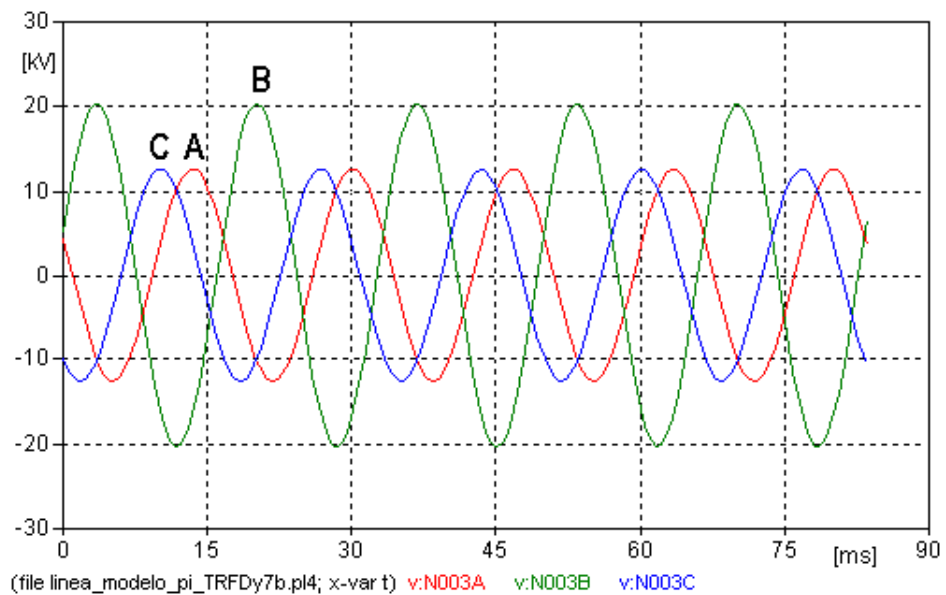


FIGURA 2.6.: Tensiones en el secundario de un transformador Dy7 ante falla monofásica en la fase "c" del lado primario.

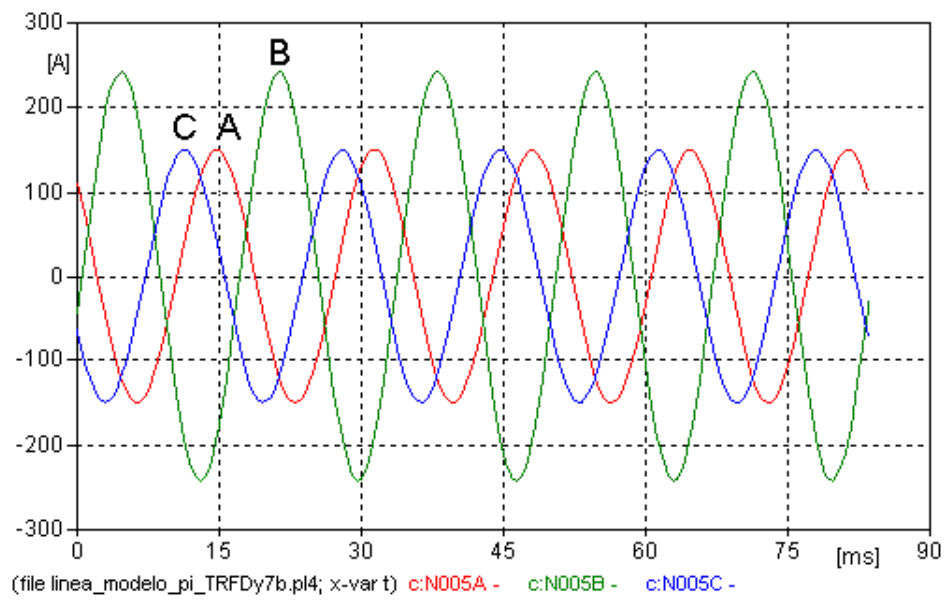


FIGURA 2.7.: Corrientes en el secundario de un transformador Dy7 ante falla monofásica en la fase "c" del lado primario.

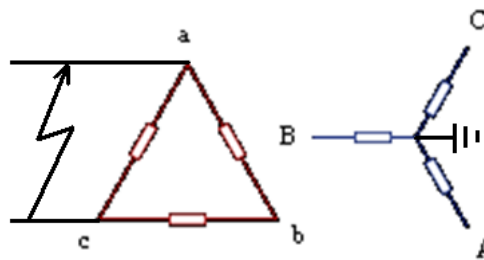


FIGURA 2.8.: Falla bifásica en "ac" en el lado primario de un transformador Dy5.

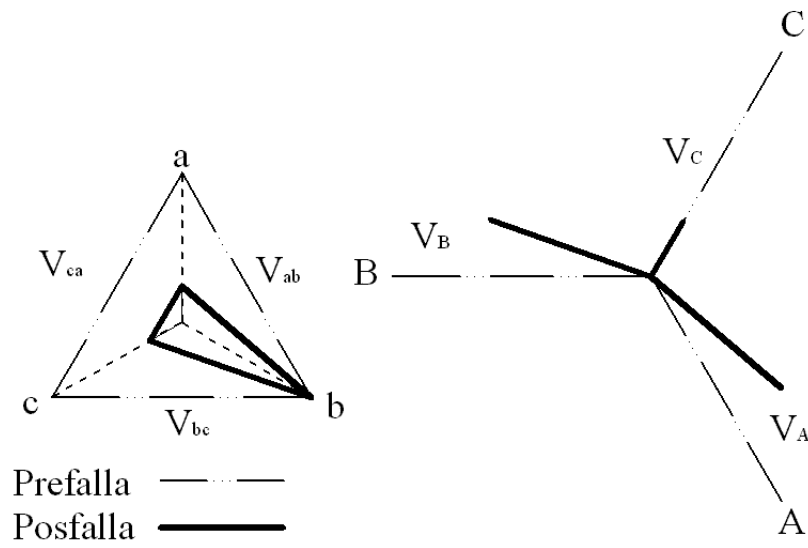


FIGURA 2.9.: Tensiones primarias y secundarias de prefalla y falla, ante falla bifásica en las fases "a" y "c" del lado primario un transformador Dy5.

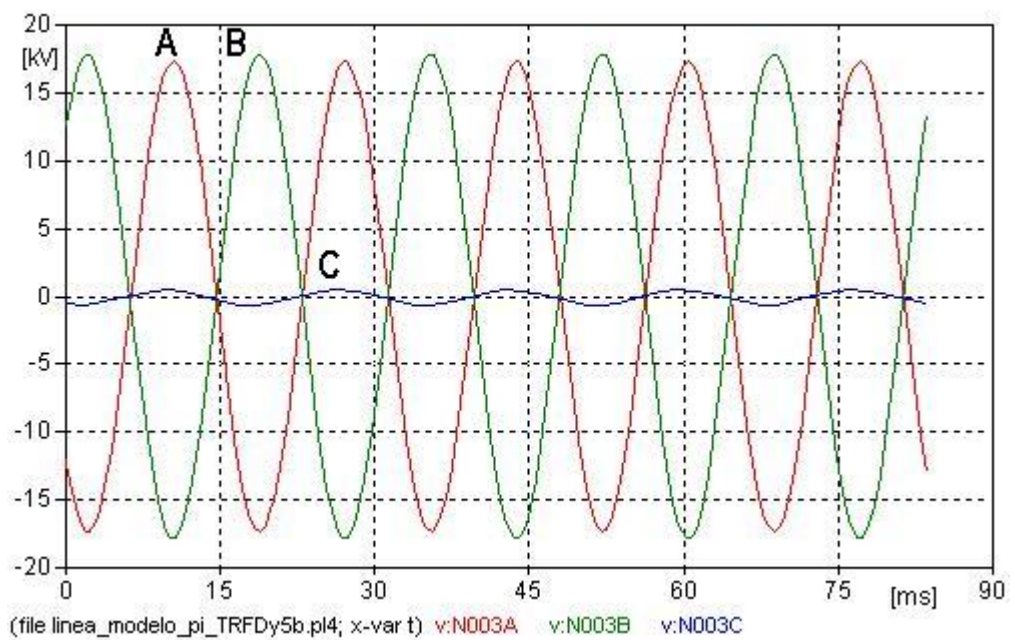


FIGURA 2.10.: Tensiones en el secundario de un transformador Dy5 ante falla bifásica en las fases "a" y "c" del lado primario.

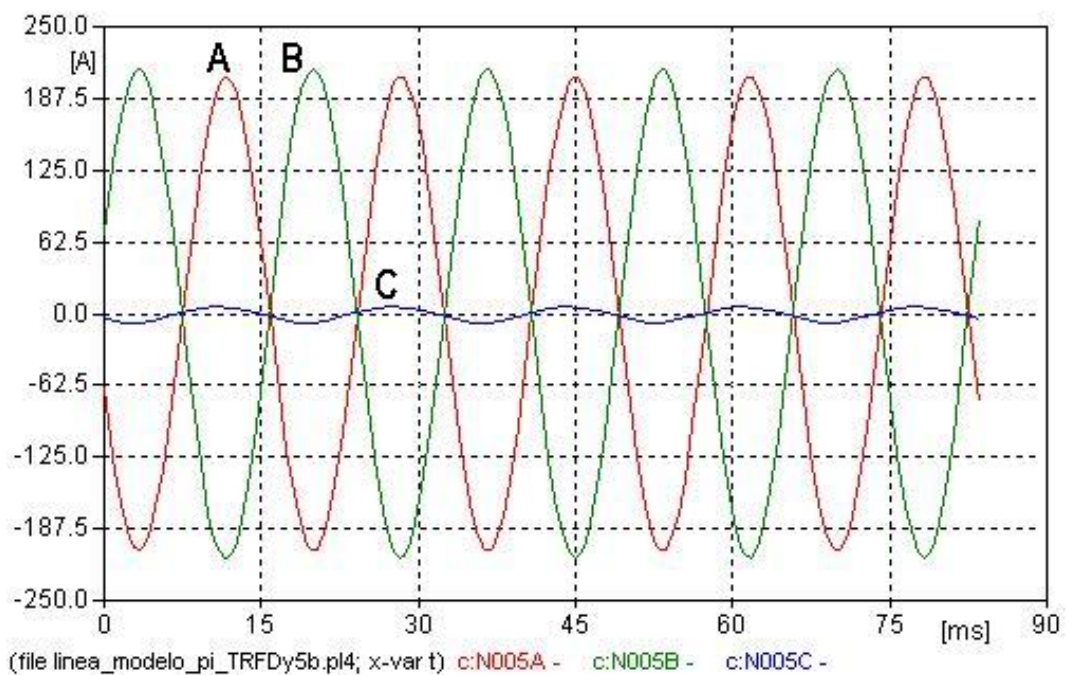


FIGURA 2.11.: Corrientes en el secundario de un transformador Dy5 ante falla bifásica en las fases "a" y "c" del lado primario.

Se observa un comportamiento similar en el transformador Dy5 ante una falla bifásica a tierra, pareciendo que se trata de una falla monofásica en tensiones y una disminución de carga en corrientes, como se observa en las figuras 2.12 y 2.13.

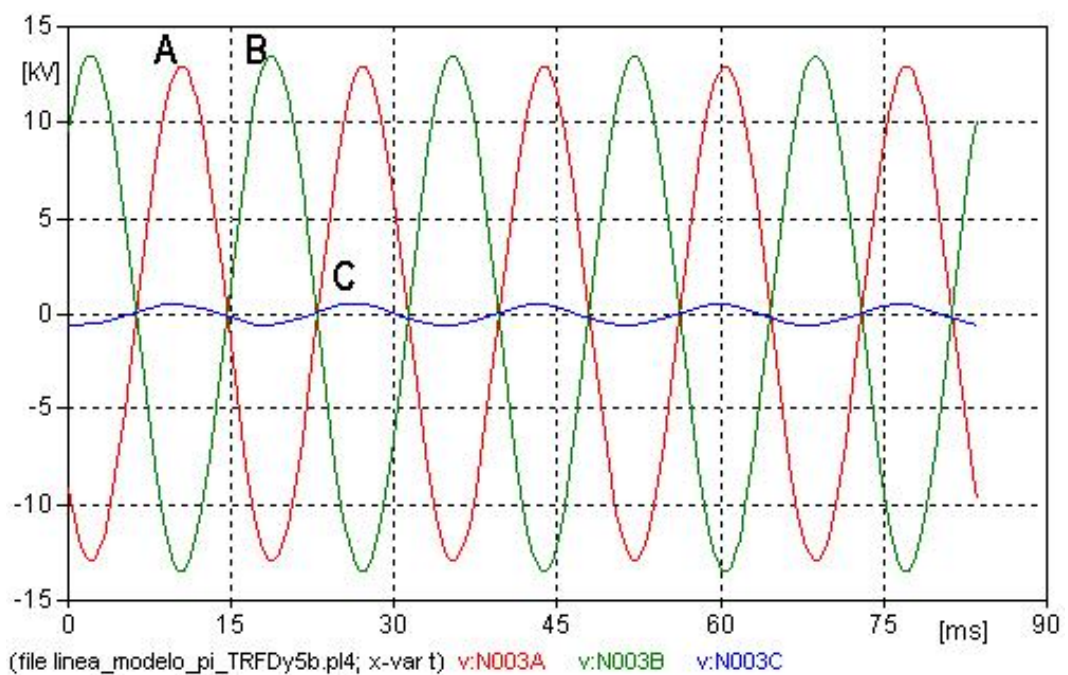


FIGURA 2.12.: Tensiones en el secundario de un transformador Dy5 ante falla bifásica a tierra en las fases "a" y "c" del lado primario.

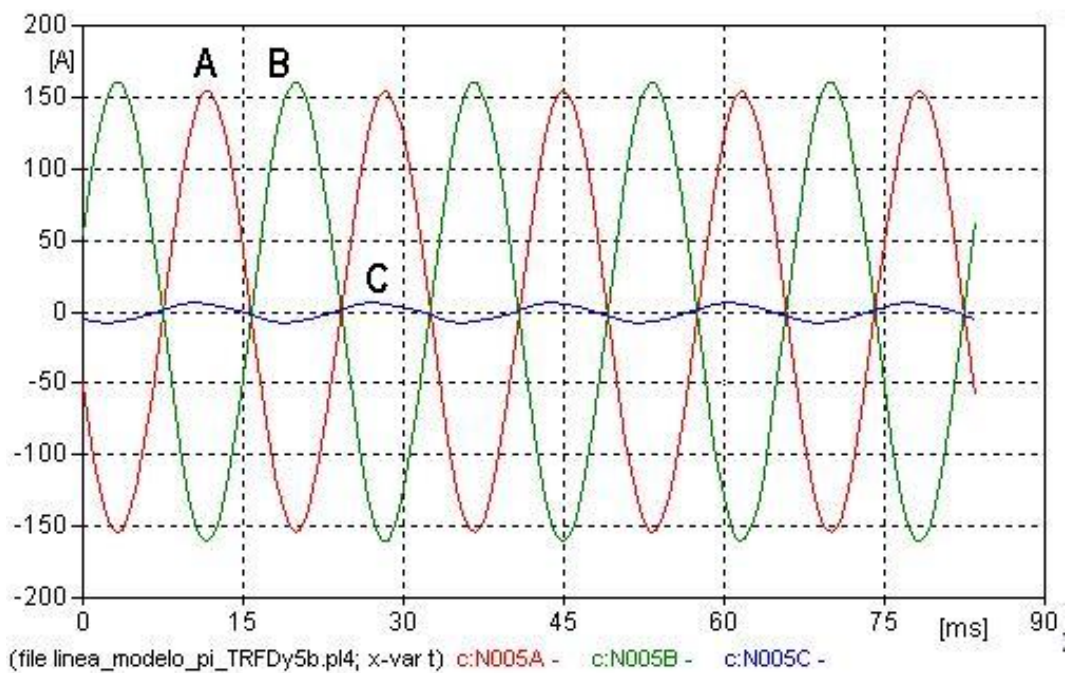


FIGURA 2.13.: Corrientes en el secundario de un transformador Dy5 ante falla bifásica a tierra en las fases "a" y "c" del lado primario.

Al observar los datos del primario cuando se realizan fallas en el secundario, se observan semejanzas de lo que ocurrió cuando se hicieron fallas en el primario.

Ante una falla monofásica, se presentan características de una falla bifásica tanto en tensiones ya que dos de ellas disminuyen, como en corrientes ya que dos de ellas aumentan. Por ejemplo, con una disposición Dy7, ante una falla monofásica en el secundario en la fase "A", como se ve en la figura 2.14, se observa en las señales del primario que pareciese que se tratara de una falla bifásica en "ca", ya que en estas fases las tensiones caen (como lo muestra el diagrama de fasores de la figura 2.15) y las corrientes aumentan, como se puede ver en las figuras 2.16 y 2.17 respectivamente.

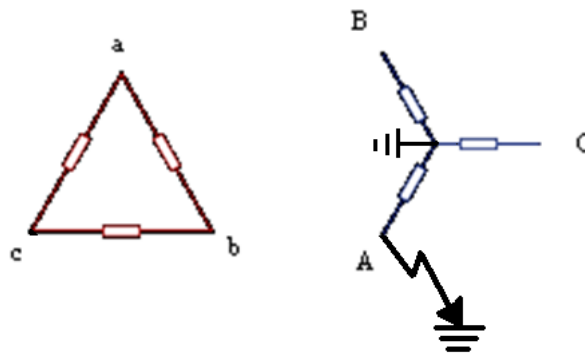


FIGURA 2.14.: Falla monofásica en la fase "A" del lado secundario de un transformador Dy7.

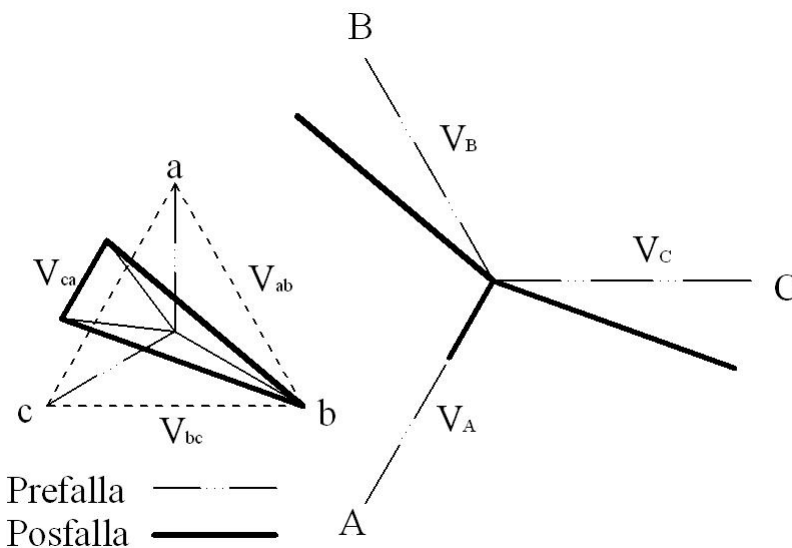


FIGURA 2.15.: Tensiones primarias y secundarias de prefalla y falla, ante falla monofásica en la fase "A" del lado secundario de un transformador Dy7.

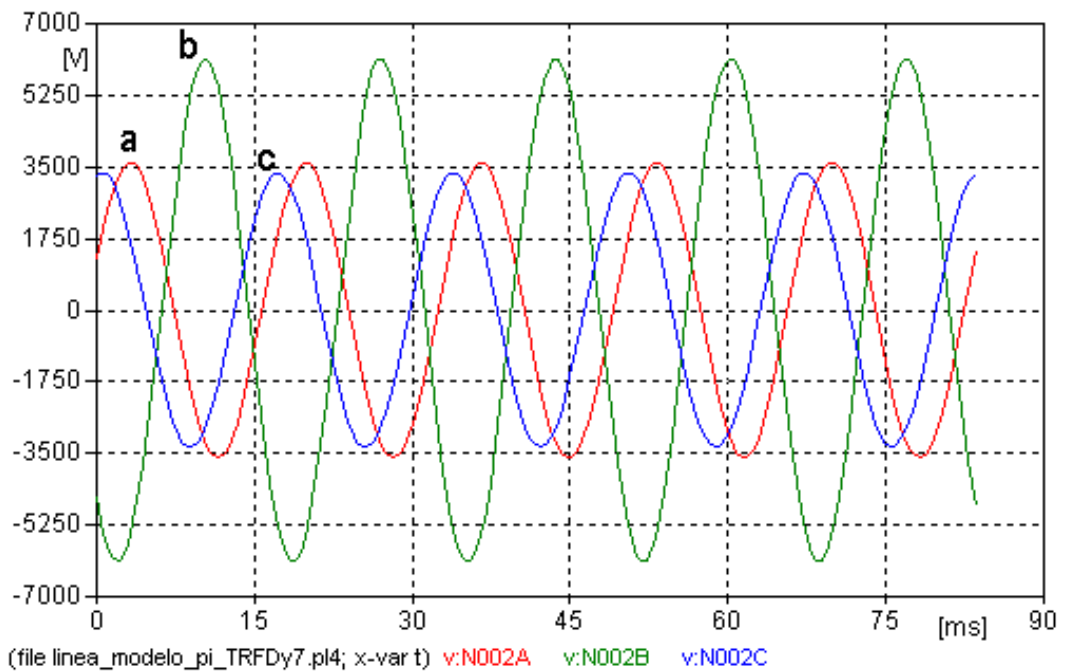


FIGURA 2.16.: Tensiones en el primario de un transformador Dy7 cuando falla la fase A en el secundario (aparente falla bifásica en “ca”).

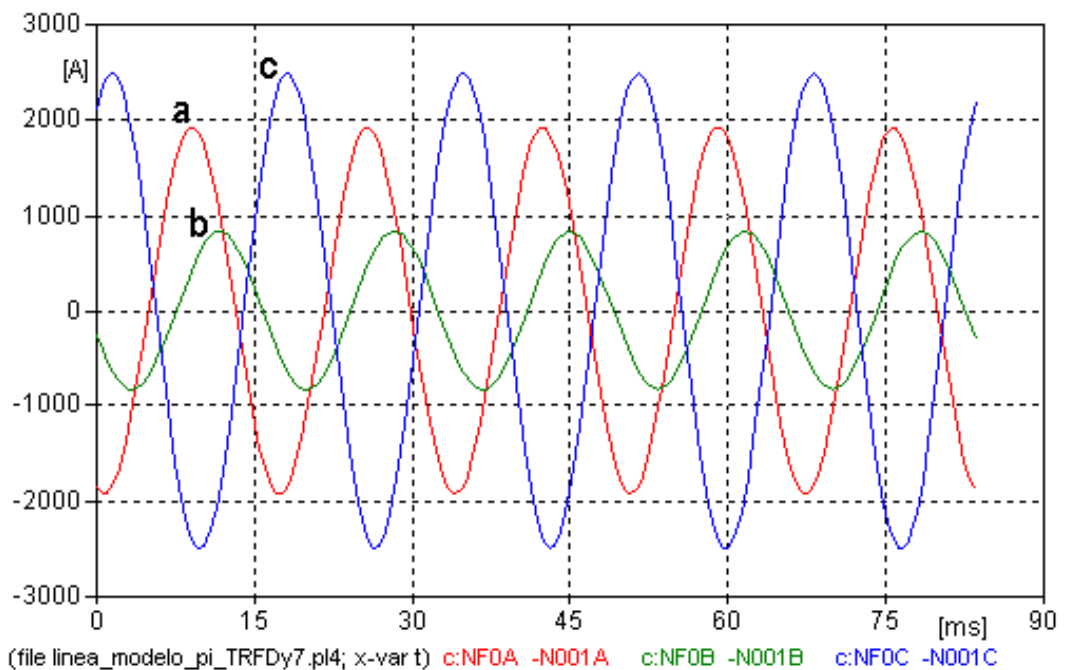


FIGURA 2.17.: Corrientes en el primario de un transformador Dy7 cuando falla la fase A en el secundario (aparente falla bifásica en “ca”).

Ante una falla bifásica en un transformador Dy5 (como se ve en 2.18), se aprecia un decremento relativo en la tensión de una de las fases respecto a las otras (ver

figura 2.19) , lo que hace parecer que se trata de una falla monofásica, pero en corrientes se observa que dos corrientes se incrementan, una mas que la otra, pareciendo una falla bifásica a tierra, lo anterior se visualiza en las figuras 2.20 y 2.21.

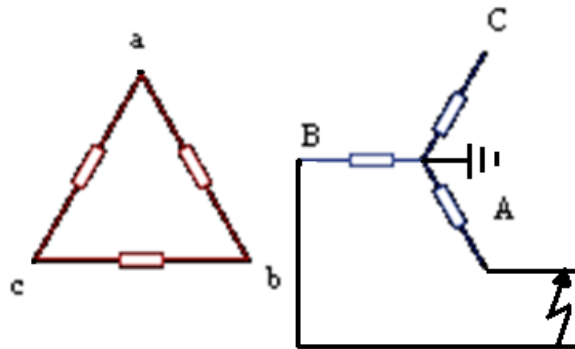


FIGURA 2.18.: Falla bifásica en "AB" del lado secundario de un transformador Dy5.

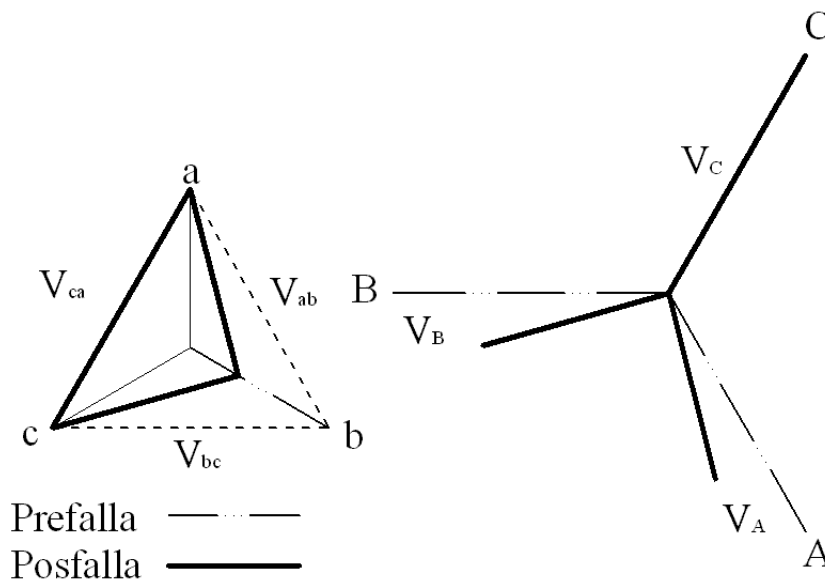


FIGURA 2.19.: Tensiones primarias y secundarias de prefalla y falla, ante falla bifásica en las fases "A" y "B" del lado primario un transformador Dy5.

En un transformador Dy5 una falla bifásica a tierra da como resultado las tensiones y corrientes que se ven en las figuras 2.22 y 2.23. En tensiones, parece que se trata de una falla trifásica desbalanceada ya que las tres tensiones caen, una mas que las demás, y en corrientes, parece también trifásica desbalanceada ya que todas las corrientes aumentan en distintas proporciones.

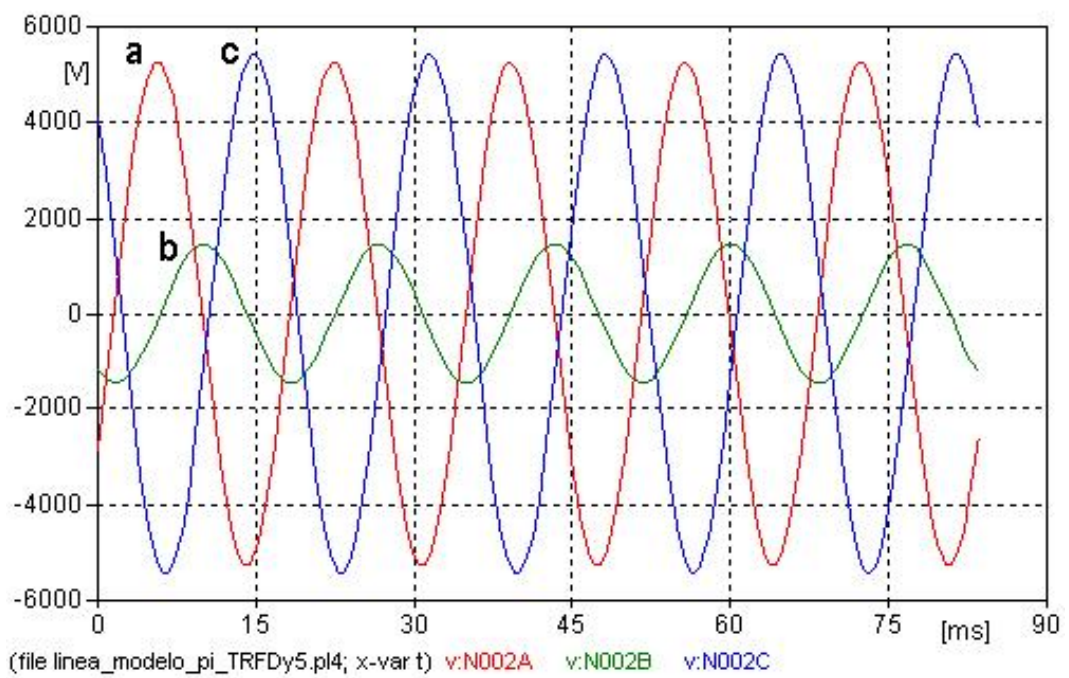


FIGURA 2.20.: Tensiones en el primario de un transformador Dy5 ante falla bifásica en fases "AB".

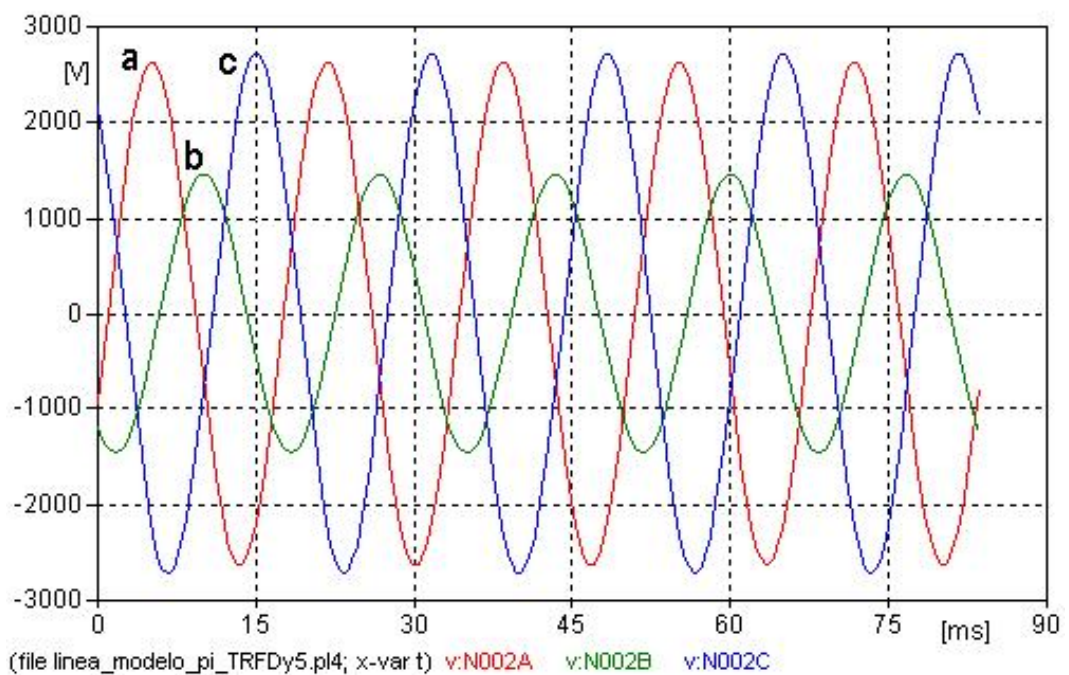


FIGURA 2.22.: Tensiones en el primario de un transformador Dy5 ante falla bifásica a tierra en fases "AB".

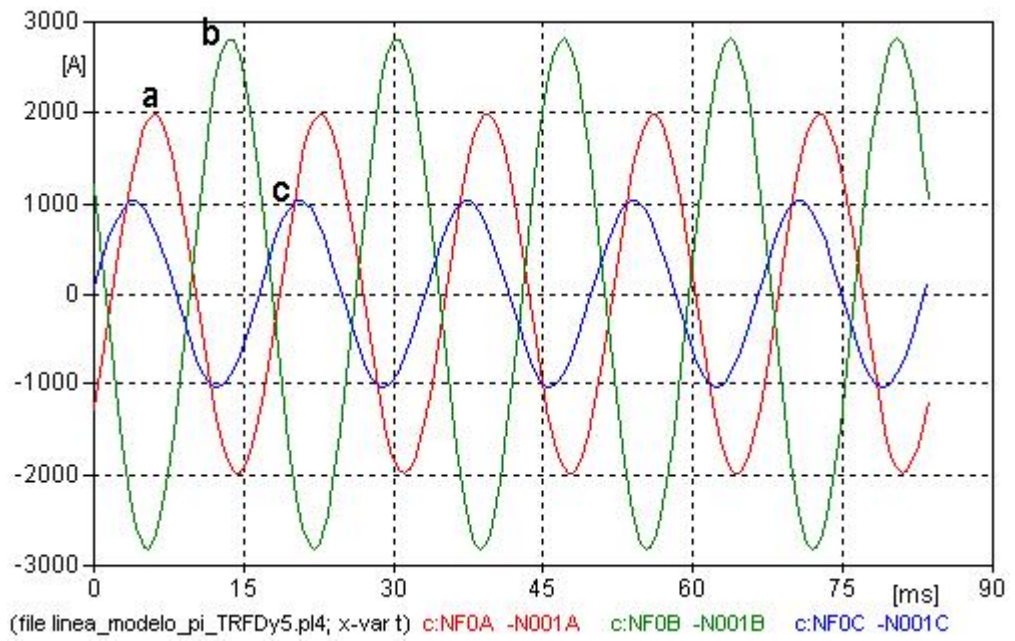


FIGURA 2.21.: Corrientes en el primario de un transformador Dy5 ante falla bifásica en fases "AB".

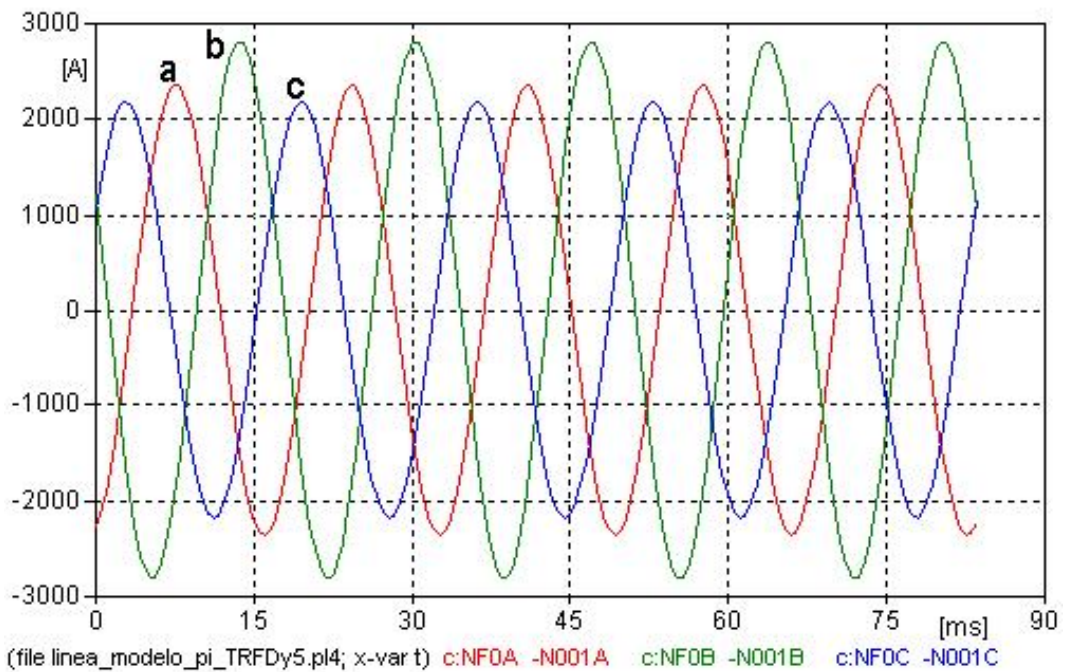


FIGURA 2.23.: Corrientes en el primario de un transformador Dy5 ante falla bifásica en fases "AB".

2.4. Incidencia de fallas de Alta impedancia

Un sistema de distribución puede presentar fallas de alta impedancia las cuales son difíciles de detectar por su bajo flujo de corriente, que las hacen confundir con una carga del sistema. A continuación se hace una descripción de este tipo de fallas y se propone realizar simulaciones en tres tipos de circuitos para ver la incidencia que estas fallas tienen a medida que se van haciendo pruebas a lo largo del ramal más extenso de cada circuito y en base a esto establecer valores umbrales de corriente y tensión permitan alertar sobre la presencia de fallas de alta impedancia.

Las fallas de alta impedancia (HIFs - High Impedance Faults) se definen como un contacto eléctrico no buscado entre conductores energizados y objetos extraños no conductores aledaños. Estos objetos no conductores presentan gran oposición al flujo de corriente (alta impedancia), debido a su material. Los objetos extraños en este caso de estudio, son naturalmente no conductores pero pueden conducir si la tensión aplicada es suficientemente alta. Dado que generalmente se tienen grandes impedancias eléctricas en los objetos extraños, se presentan flujos de corriente son relativamente bajos [Qui10, Gue09, Mar03].

Una alta impedancia en el punto de falla está compuesta por tres partes: un arco, un camino intermedio de falla y la resistencia de tierra. El camino intermedio puede ser un árbol, una grúa de construcción, una construcción, la superficie de contacto entre el conductor y la tierra o cualquier cosa sobre la que el conductor pueda descansar.

Las fallas monofásicas a tierra se caracterizan, por presentar afectación en una sola de las fases del sistema de potencia, mientras que las otras dos fases no se ven afectadas, por tanto el flujo de potencia por éstas continúa fluyendo sin mayores implicaciones.

Las fallas se pueden clasificar como francas o de alta impedancia. Las fallas francas, se caracterizan por tener una impedancia de falla cercana a cero (corto circuito). Las fallas de alta impedancia, producidas normalmente por objetos extraños en la línea de transmisión (árboles, cometas, fuego bajo la línea, entre otros), o por contacto directo del conductor con suelos poco conductivos, presentan una impedancia de falla con valores superiores a los 10 Ohm, lo que hace que en ocasiones, dependiendo de las condiciones del sistema donde se presenta, no sean vistas como falla sino como una carga en el sistema de potencia. Por lo tanto se debe proveer a los esquemas de protección, de algoritmos especiales para detectar este tipo de fallas.

En [Gue09] se hace una breve descripción de las fallas en las líneas de trans-

misión que afectan al sistema eléctrico de potencia y las implicaciones que éstas traen a las formas de onda; analizándose los efectos en la tensión, la corriente y el ángulo de fase entre la tensión y la corriente, para fallas francas y de alta impedancia (resistencia de falla de 50 Ohm, valor típico para un árbol seco), localizadas al 50 % y al 100 % de la línea desde la subestación.

Mediante Matlab se propone modelar tres circuitos para encontrar intervalos que permitan tener algún criterio para saber cuando se esta tratando con fallas de alta impedancia. Los circuitos Albán, Meissen y Sask Power¹ [DAS98] se analizaran para visualizar el comportamiento de la corriente y la tensión en algunos de los nodos a medida que se alejaban de la cabecera, usando valores para la impedancia de falla de 0,5 Ohm, 20 Ohm y 40 Ohm. En el circuito Albán cinco fueron los nodos fallados, en el Meissen fueron 37 y en el Sask Power 11 nodos. Los nodos fallados en los circuitos Meissen y Sask Power corresponden al alimentador principal, que es el radial equivalente mas largo. Los nodos fallados en el circuito Albán corresponden a los ubicados a 4 km, 12 km, 16 km, 22 km y 30 km de la cabecera del circuito. Los tres circuitos se sometieron a fallas monofásicas que son las mas frecuentes según la estadística de la ocurrencia de fallas [CC90], y se realizaron los análisis y observaciones en base a los datos obtenidos para las curvas de resistencia de falla de 20 Ohm y 0,5 Ohm para los tres circuitos con cargas máximas y al 40 %.

En la curva de magnitud de corriente a 20 Ohm se apreció que el valor máximo es el más cercano a la cabecera, y este se acercaba a el valor mínimo de la curva de magnitud de corriente a 0,5 Ohm que es el más lejano de la cabecera; algo similar ocurrió con las magnitudes de las tensiones, pero en este caso el valor más cercano a la cabecera para 0,5 Ohm se acercaba al valor más alejado de la cabecera para 20 Ohm.

En cuanto a las fases de las corrientes, se logró apreciar un distanciamiento de las curvas, entre 20 Ohm y 0,5 Ohm, pudiendo establecer una asíntota que las separe, mientras que en las fases de las tensiones se evidenció un cruce de las curvas que hace complejo su análisis (excepto en el circuito Meissen). Debido a esto, las gráficas de las fases de las tensiones se analizaron en dos casos, antes y después del cruce de las curvas, obteniéndose que la curva de alta impedancia es mayor que la curva de baja impedancia cuando hay fallas cerca de la cabecera, y la curva de alta impedancia es menor a la de baja impedancia cuando hay fallas lejos de la cabecera. En la figura 2.24 se muestra un ejemplo de las curvas mencionadas.

¹Ver anexo A

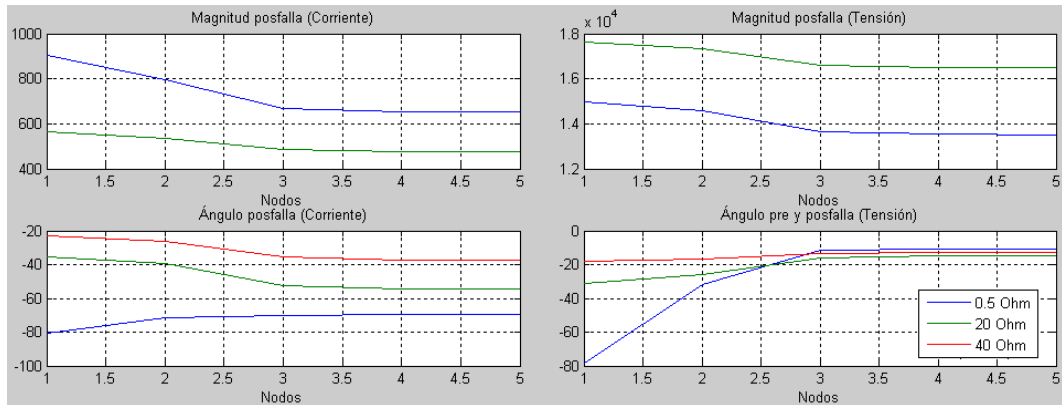


FIGURA 2.24.: Curvas de magnitudes y ángulos de tensión y corriente para 0,5, 20 y 40 Ohm.

2.5. Resumen

- Con el relé SEL 3051 se extraerán los oscilogramas de tensión y corriente de cada fase los cuales tendrán como valor pico el correspondiente al valor RMS de la señal, la cual será de 15 ciclos y 16 muestras por ciclo.
- En la tabla 2.2 se encuentran las observaciones referentes a las pruebas de cortocircuito que se realizaron en los transformadores Delta-Estrella de conexiones Dy7 y Dy5, donde se mencionan los cambios que se presentaron en tensión y corriente en el lado no fallado.

TABLA 2.2.: Observaciones de tensión y corriente en el lado no fallado de un transformador Delta-Estrella, de conexiones Dy7 y Dy5.

		Lados Fallados	
		Primario	Secundario
Dy7	Falla Monofásica	Dos tensiones y dos corrientes disminuyen en el secundario.	Dos fases del primario presentan aumentos significativos de corriente y decrementos significativos de tensión.
Dy5	Falla Bifásica	Una tensión y una corriente disminuyen significativamente en el secundario.	Dos fases del primario presentan aumentos significativos de corriente y una de estas presenta una disminución significativa en la tensión.
	Falla Bifásica a tierra	Una tensión y una corriente disminuyen significativamente en el secundario.	Se presentan aumentos de corriente y decrementos de tensión en las tres fases del primario.

- Con el fin de detectar una falla de alta impedancia se identificaran valores umbrales en tensiones y corrientes al ver los cambios que sufren las magnitudes y ángulos de los mismos al variar una impedancia de falla a lo largo del ramal mas largo del circuito.

3. Metodología de validación

Mediante la validación lo que se busca es verificar y comprobar que tan sensibles son los modelos obtenidos en distribución en la simulación al ser incorporados a sistemas reales. De esta forma se hizo una validación de los circuitos estudiados encontrándose que son insensibles a la variación de parámetros, tanto para el análisis de circuitos en estado estable como en estado de falla según [JSPA10]. En cuanto a la configuración de las líneas aéreas, se encontró que algunos circuitos aéreos presentaban tramos en red compacta [E.S04], los cuales fueron modelados (véase en [IG10]) e hicieron que el comportamiento eléctrico fuese mas parecido al real, según [FSMG10]. Seguido a este paso de validación de circuitos, se busca que las mediciones y lecturas tomadas de los dispositivos de medida cumplan con las especificaciones necesarias que permitan que el usuario que las adquiera pueda llevar a cabo las tareas que necesite, en este caso para la localización de fallas. Como estrategia se revisarán las conexiones de los equipos de medida, se ajustaran y revisarán los formatos de los registros de falla, la interconexión de los circuitos, la configuración de las líneas, transformadores y cargas, de tal forma que se tenga la información precisa para realizar las respectivas simulaciones que permitan concluir acerca de lo que se esta midiendo.

Los circuitos de Codensa S.A. ESP estudiados fueron el circuito Albán (34,5 kV, aéreo en su mayoría), el circuito Consulados (11,4 kV, subterráneo en su mayoría) y el circuito Meissen (11,4 kV, mixto) cuyas características se pueden encontrar en el anexo A. Para efectuar la validación, se siguieron los siguientes pasos:

1. Revisión de archivos de entrada: se debe revisar y organizar la información suministrada, que se conforma por: los archivos de los registros reales de falla y los archivos con la información topológica y eléctrica de los circuitos. La revisión de los archivos se realiza siguiendo dos etapas:
 - a) Inspección errores de escritura en registros de fallas: los registros de fallas deben contener por lo menos un evento, con 15 ciclos y máximo 16 muestras por ciclo. En el anexo B se encuentra un ejemplo del formato que se usa para el registro de fallas, en caso que se tenga un

formato distinto se debe ajustar a este formato. Teniéndose el correspondiente formato se debe revisar las líneas de este archivo y verificar que estén diligenciadas de la forma como se muestra en el anexo B. Los archivos de los registros de fallas estudiados correspondían a los formatos del anexo B, fueron corregidos porque presentaban errores de escritura, con espacios en blanco y datos por fuera del renglón al que correspondían.

- b) Inspección de datos en el archivo de tramos del circuito: Los archivos de Codensa S.A. ESP con los datos de los circuitos que hacen referencia a los tramos o a las líneas, vienen consignados en tablas, como se describe en el anexo B. Este archivo muestra la secuencia de los tramos del circuito. Las filas de la tabla de tramos contienen la información de cada tramo del circuito, indicándose en cada una de ellas el nodo de inicio y el nodo de terminación. El archivo de tramos no debe tener filas repetidas, a menos que el circuito tenga tramos en paralelo. Aunque los circuitos analizados no tenían tramos en paralelo, se presentaron algunas filas repetidas, las cuales se suprimieron después de corroborar con el diagrama unifilar del respectivo circuito que estos tramos no existían. Los códigos asignados a los nodos fueron los correspondientes a los códigos de los apoyos o cajas de inspección del circuito, estos códigos hacen referencia a la norma o configuración de la línea en dicho tramo, por lo cual, se debe tener en cuenta que en líneas aéreas, hay estructuras conformadas por más de un apoyo, y a cada uno de estos apoyos se les asigna el mismo código. Encontrándose filas con tramos que contienen un mismo código para el tramo inicial y para el tramo final, estas filas se deben suprimir para no afectar el funcionamiento del programa. Estas se pueden identificar por tener una longitud de tramo inferior a cinco metros. Los circuitos a estudiar deben ser radiales (sin anillos). Se debe identificar si el circuito tiene tramos para hacer suplencias que hagan que el circuito se cierre en anillo y suprimir del archivo las filas correspondientes a estos tramos porque estarán desconectados cuando el circuito esté operando de manera normal. La presencia de tramos de suplencia podría generar el cierre del circuito en un nodo inicial, lo cual afectaría el funcionamiento de la herramienta. Este comportamiento se observó con el circuito Albán.

2. Procesamiento y análisis de los registros de fallas: una vez se tienen los

datos ordenados y organizados se procede a ejecutar la herramienta para cargar y visualizar los estados de prefalla y falla de los registros reales. El análisis de las señales y fasores de tensión y corriente que se observan en pantalla después de cargar los registros, permite determinar si existen problemas de secuencia y polaridad, lo cual indicaría a su vez problemas en las lecturas de los equipos de medida. Si se encuentran estas inconsistencias, se deben hacer ajustes a los datos antes de ser usados en una herramienta de localización de fallas.

3. Simulación Prefalla: una vez se han validado los registros de falla, se cargan los archivos del circuito (cargas y tramos) para realizar una simulación del estado de prefalla. Dicha simulación se realiza con ATP (Alternative Transient Program) con el fin de generar muestras de las señales medidas y simuladas en estado de prefalla del ciclo elegido para analizar. Las señales observadas en la simulación, permiten ratificar las observaciones realizadas en el paso 2, de la siguiente forma:
 - a) Si existen problemas de secuencia y polaridad se observará un desfase entre las señales medidas y simuladas. Esto ratifica la existencia de problemas en las lecturas de los equipos de medida.
 - b) Si no existen problemas de secuencia y polaridad se observarán dos señales similares en fase aunque no coincidan en su amplitud por diferencias entre los factores de carga reales y simulados. Es posible lograr que las señales coincidan, modificando los factores de carga simulados. En este caso, se confirma que no existen problemas en las lecturas de los equipos de medida.
4. Simulación falla: la simulación se realiza con ATP con el fin de generar muestras de las señales medidas y simuladas en estado de falla del ciclo elegido para analizar. Las señales observadas en la simulación permiten ratificar las observaciones realizadas en el análisis de los registros de fallas de la misma forma como se definió en el paso de simulación prefalla. En este caso, es posible lograr que las señales coincidan, modificando las resistencias de falla simuladas. A través de la simulación falla, también es posible determinar el tipo de falla que ocurrió, siempre y cuando exista coincidencia entre las señales simuladas y reales.
5. Conclusiones del análisis realizado: a partir de las observaciones realizadas, se extraen conclusiones sobre la validez de los registros de fallas y una es-

timación de las condiciones que se presentaron alrededor de la falla (factor de carga previo a la falla, resistencia que ocasionó la falla y tipo de falla).

El esquema de la metodología utilizada se puede observar en la figura 3.1. Adicionalmente, en el capítulo de resultados se presentará de manera detallada como se aplicó la metodología descrita y se utilizó la herramienta en el análisis de los circuitos de Codensa S.A. ESP.

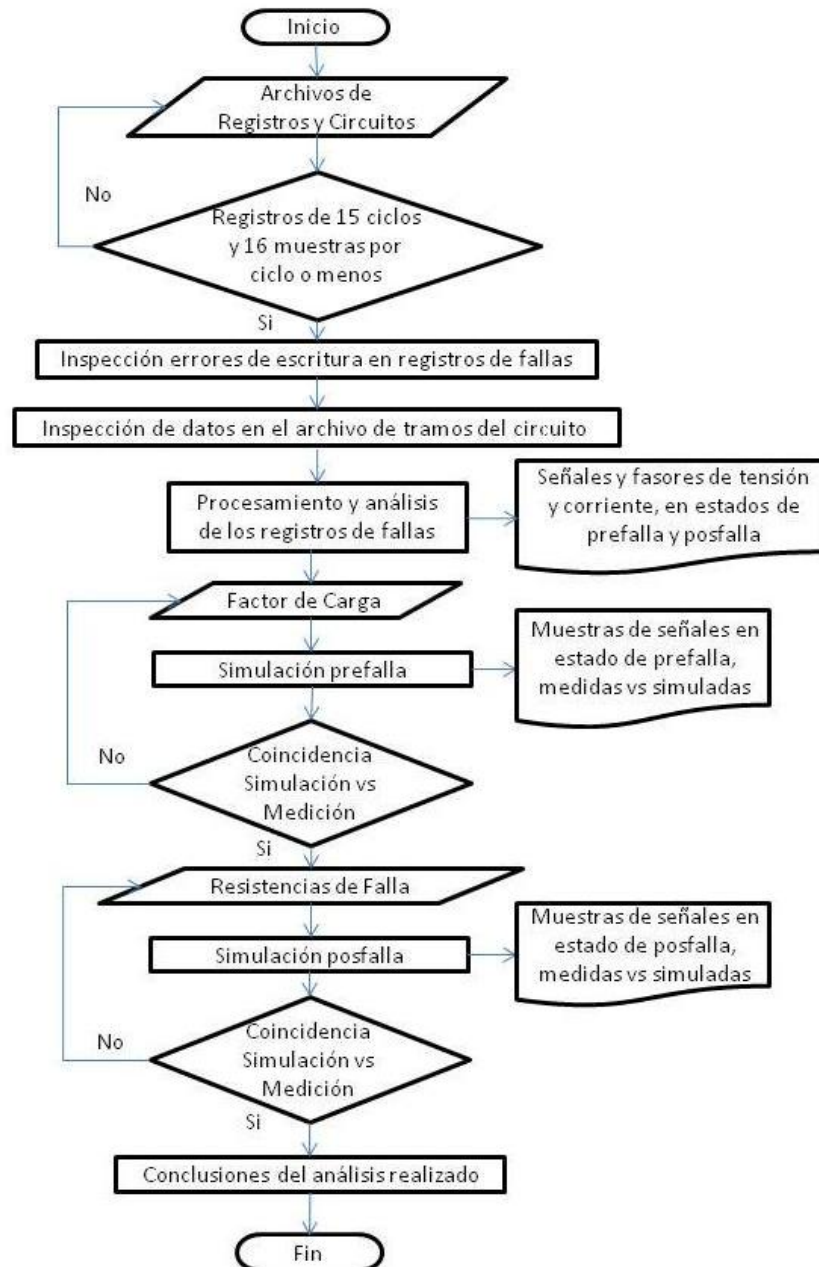


FIGURA 3.1.: Metodología de Validación.

4. Herramienta Software: Manual del usuario

4.1. Descripción

En la elaboración y programación de la herramienta “software” se empleó MATLAB (MATrix LABoratory)¹ para realizar la interfaz gráfica en la que se visualizan los diferentes registros de falla reales y los resultados de las simulaciones. Adicionalmente, se utilizó ATP (Alternative Transient Program), para correr las simulaciones. Con esto se obtiene una manera mas clara de observar los registros y la comparación entre lo simulado y lo medido. El programa se compone de 3 pantallas que el usuario podrá ir recorriendo a medida que se vayan ejecutando.

4.1.1. Descripción de la Pantalla 1

En la pantalla inicial se puede cargar el registro que se desea analizar, y visualizar cada uno de los eventos que lo componen. La idea de la primera pantalla, es observar los diferentes eventos, luego se selecciona uno de ellos en el cual se puede evidenciar de manera clara los estados de prefalla y falla. Al seleccionar el evento que se desea analizar, se elige un ciclo de prefalla y un ciclo de falla para observar los fasores correspondientes y determinar si existen problemas de polaridad y/o secuencia, las muestras de ciclo seleccionadas también se utilizarán en la fase de simulación. La figura 4.1 muestra los componentes de la interfaz junto con un número que los identifica. El número 1 permite cargar un registro de fallas con extensión *.txt (ver anexo B). Los botones con el número 2 permiten el desplazamiento entre los diferentes eventos que componen el registro; al seleccionar un evento determinado se visualizarán en pantalla las señales de tensión (numeral 3, parte inferior) y corriente (numeral 3, parte superior). El numeral 4 es el panel de datos de entrada, en el cual se deben digitar, los ciclos de prefalla y falla seleccionados, el umbral de corriente de cortocircuito y el umbral de tensión

¹Los códigos se encuentran en el anexo C

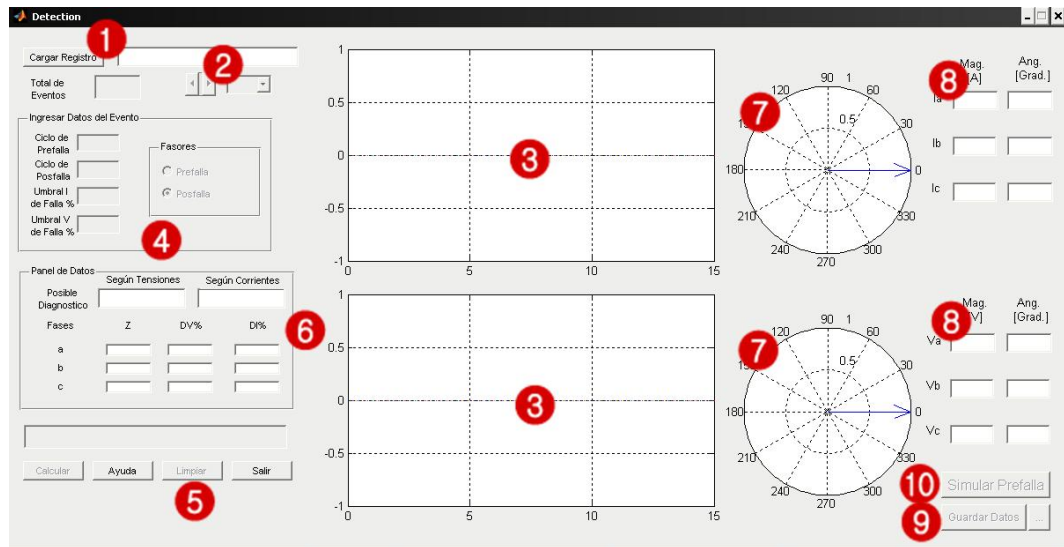


FIGURA 4.1.: Interfaz pantalla 1.

de falla. En el numeral 5 se encuentran los botones de selección, *calcular*, *ayuda*, *limpiar* y *salir*. La opción *calcular* permite ejecutar el programa y estará activa una vez se hayan diligenciado los campos de entrada, la opción *ayuda* permite acceder a un resumen instructivo de la interfaz; la opción *limpiar* permite poner en blanco o volver al estado inicial del programa; la opción *salir* es para cerrar el programa y eliminar los datos no guardados. En el numeral 6, se encuentran los datos de salida (de acuerdo con los ciclos colocados), en donde se presentan dos diagnósticos de la falla, con base en las señales de tensión y las señales de corriente. La variable Z es la impedancia que se obtiene al relacionar la tensión de falla con la corriente de falla; la variable $DV\%$ es el cambio porcentual en la tensión, y la variable $DI\%$ es el cambio porcentual en la corriente. En el numeral 7 se grafican los fasores de corriente (parte superior) y tensión (parte inferior), una vez se oprima el botón *calcular*. En el numeral 8 se muestra la magnitud y ángulo de cada fasor. Se debe tener en cuenta que 7 y 8 cambian con la conmutación del panel que está en 4, ya sea que se desee visualizar el estado de prefalla o el de falla. La opción del numeral 9 crea dos archivos con extensión *.txt, en uno de los cuales se guarda la magnitud y el ángulo de las tensiones y corrientes en los estados de prefalla y falla, y en el otro, el nombre del registro, el evento y los ciclos de prefalla y falla correspondientes con el anterior archivo de extensión *.txt. Los archivos se guardan por defecto en la carpeta del programa, pero si se desea se puede dar una ubicación diferente. Finalmente, el número 10 abre la segunda pantalla para efectuar la simulación en prefalla.

4.1.2. Manejo de la Pantalla 1: ingreso de datos y visualización de señales y fasores de tensión y corriente

A continuación se explica el manejo de la interfaz de la pantalla 1 con un ejemplo. Una vez se ubique la carpeta del programa en el *current folder* de MATLAB, se ejecuta el programa llamado *Detection.m*, escribiendo el nombre del mismo en el *command window* o bien desde el editor en *run (F5)*. Como se muestra en la figura 4.2, con el botón *Cargar Registro* se carga el archivo *.txt para el cual se quieren visualizar las señales. El registro contiene 3 eventos, sin embargo en la figura 4.2 solo se ve el segundo evento, para el cual se observa un estado de prefalla hasta el ciclo 2, una falla entre el ciclo 2 y 3, y un estado de falla a partir del ciclo 3. Una vez elegido el evento se ingresan en el panel de datos el ciclo de prefalla, el ciclo de falla y los umbrales de corriente y tensión de falla. En este caso, se eligió 2 como ciclo de prefalla (también puede ser el ciclo 1) y 4 como ciclo de falla (a partir del ciclo 4 se puede asumir que se tiene un estado de falla para este caso). El campo umbral de corriente se especifica colocando el incremento porcentual que debe tener la corriente de prefalla para considerarse corriente de falla. Para este ejemplo, se asume que valores de corriente superiores al doble de la corriente de prefalla son fallas, por tanto en este campo se coloca 100 %. De la misma manera se especifica el umbral de tensión, pero colocando la disminución porcentual a partir de la cual se considera que hay falla. Para este ejemplo, se utiliza 20 %, lo cual significa que se consideraran fallas si alguna tensión cae un 20 % por debajo de la tensión de prefalla. Estos dos últimos campos son criterios que se tienen en cuenta para efectuar los respectivos diagnósticos del panel de datos. Después de diligenciar la información mencionada, se selecciona la opción *calcular* para observar los fasores y sus respectivos valores, como se ve en la figura 4.3.

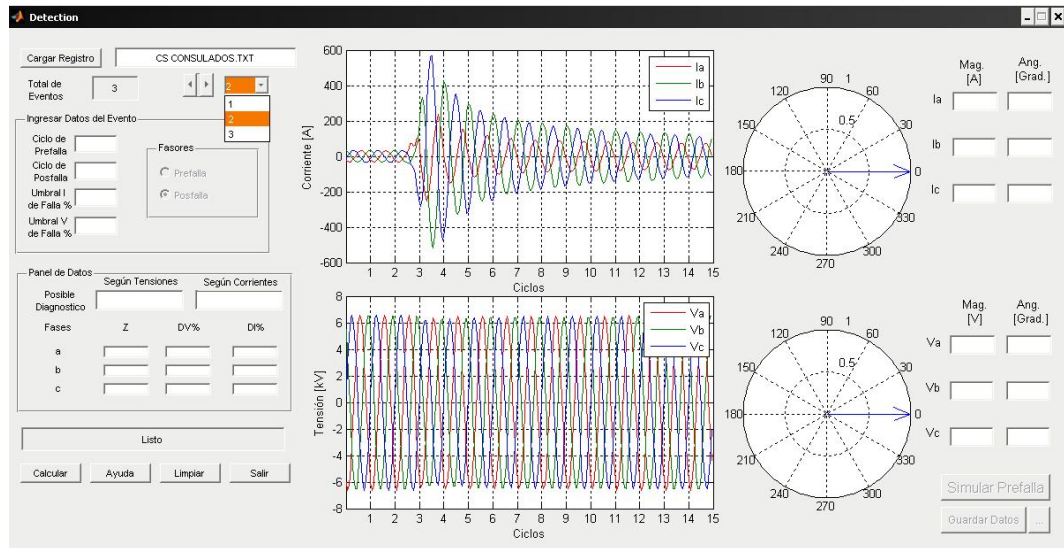


FIGURA 4.2.: Ejemplo pantalla 1 parte 1.

4.1.3. Almacenamiento de Datos

Luego, se pueden guardar los datos con el botón respectivo (*Guardar Datos*), por si se desean ver en otra ocasión o utilizar con otra herramienta que los necesite o requiera. Los datos se almacenan en los archivos como se muestra en la figura 4.4. En el archivo superior, las 3 primeras filas hacen referencia a tensiones y las 3 restantes a corrientes; las dos primeras columnas son para el estado de prefalla y las dos restantes para el estado de falla; las columnas 1 y 3 son magnitudes y las columnas 2 y 4 son ángulos. Éstos datos se almacenan en un archivo llamado Reg_Fasores.txt. En otro archivo auxiliar llamado Reg_aux.txt se anexan datos del evento, como el nombre del archivo del registro, el número del evento, el ciclo de prefalla y el ciclo de falla.

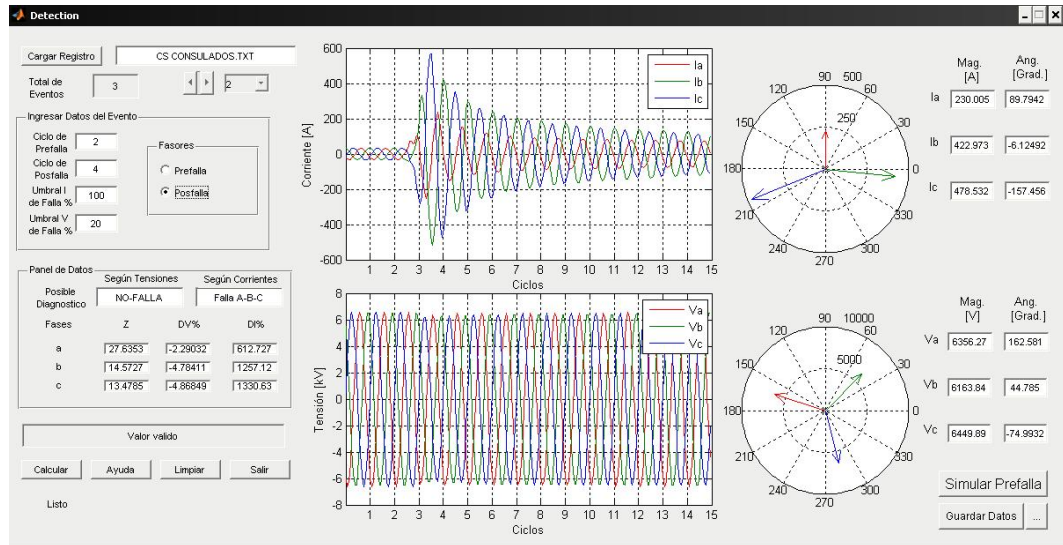


FIGURA 4.3.: Ejemplo pantalla 2 parte 2.

4.1.4. Descripción de la Pantalla 2

Después de observar las características de tensión y corriente del evento, se pasa a la segunda pantalla llamada *guisust*, al dar click en *Simular Prefalla*, en donde se recreará, a través de ATP, el circuito correspondiente al registro visto en la pantalla anterior. La simulación, permite ver el estado del circuito en prefalla, y realizar una comparación entre el ciclo de prefalla real seleccionado para analizar con el respectivo ciclo de la simulación. Se observarán las respectivas señales superpuestas para cada fase tanto en tensión como en corriente.

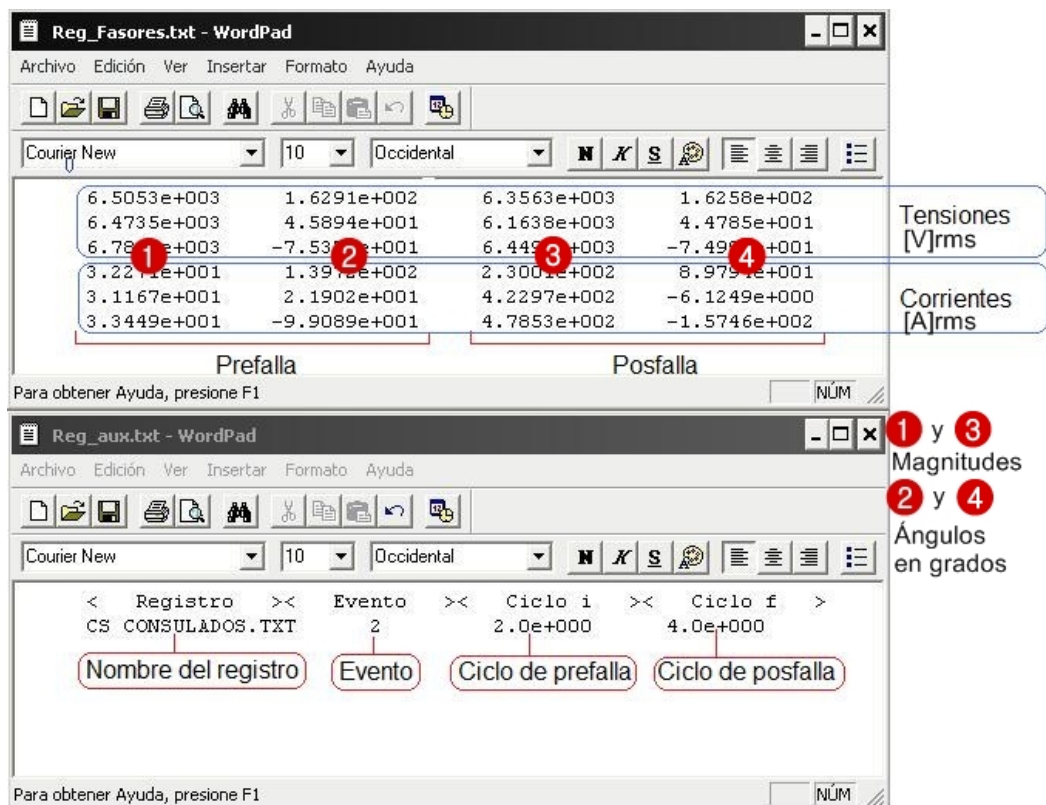


FIGURA 4.4.: Guardado de Datos pantalla 1.

En la figura 4.5 se describen los componentes de la segunda pantalla. El número 1 es para ubicar el directorio donde se tiene instalado ATP. En el numeral 2 se introducen los datos de entrada necesarios para poder recrear el circuito (ver anexo B). En los campos denominados *Tramos* y *Cargas*, se deben cargar las bases de datos de los tramos y las cargas del circuito correspondiente, las cuales están almacenados en archivos con extensión *.xls. En el campo *Tensión L-L (V)* se debe digitar la tensión de línea en Volt RMS de la cabecera del circuito, pero si se desea se puede incluir la tensión medida (que esta registrada en la primera pantalla) al seleccionar la opción *Usar Tensión medida*, la cual es útil para circuitos desbalanceados. En el campo *Lib. Config. Tramos*, se cargan las librerías que contienen las matrices de impedancia de cada tipo de tramo que conforma el circuito; la configuración de los tramos se extrajo de normas de Condensa S.A. ESP en las que se daba a conocer la ubicación y distribución de los conductores en un determinado espacio, ya fuesen aéreos o subterráneos, para los aéreos se tuvo en cuenta la altura sobre el nivel del piso, la separación entre ellos y si se tenían tramos en red compacta [IG10, E.S04], como se presentó en el circuito Albán; y para los subterráneos se tuvieron en cuenta las dimensiones de los recubrimientos del cable de cobre y la profundidad de en-

terramiento. En la figura 4.6 se aprecia el corte transversal que se usó para las simulaciones, el cual consta del conductor de cobre, el aislamiento, la pantalla semiconductora y la chaqueta. Se usaron los diámetros especificados por Codensa S.A. ESP en [E.S00], los cuales se pueden también consultar en línea en: http://www.codensa.com.co/documentos/6_21_2007_9_23_05_AM_CS%20302.pdf.

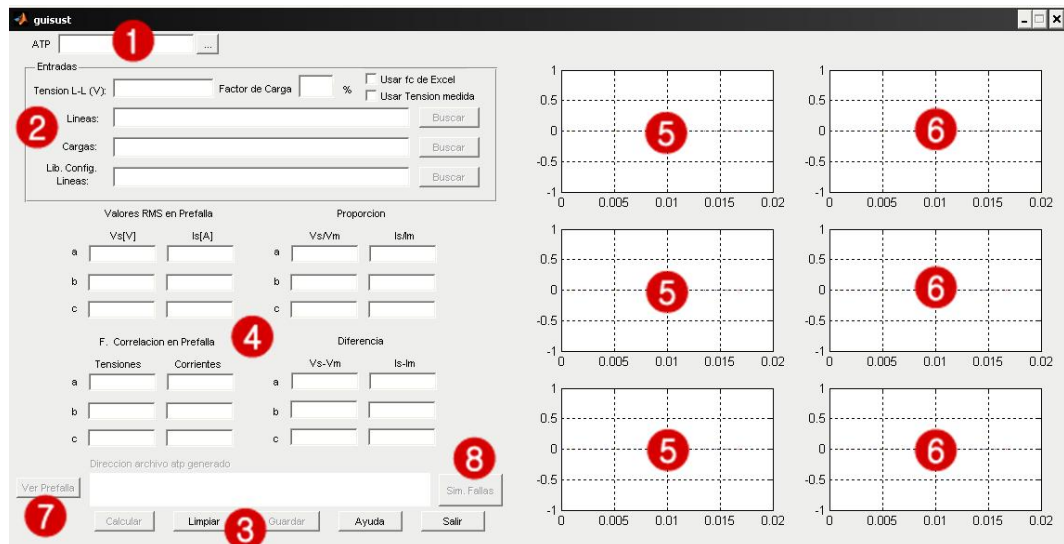


FIGURA 4.5.: Interfaz pantalla 2.

El campo *factor de carga* permite variar la carga del circuito, dado que ésta puede variar dependiendo de diversos factores como el día o la hora. En la figura 4.7 se muestra una curva de carga diaria tomada durante 13 días para el circuito Consulados. Mediante la selección de un factor de carga determinado (en porcentaje) en el campo mencionado se hace que todas las cargas tengan el mismo factor de carga, sin embargo, es posible colocar un factor diferente para cada carga editando el archivo *.xls de las cargas y seleccionando la casilla Usar fc de Excel.

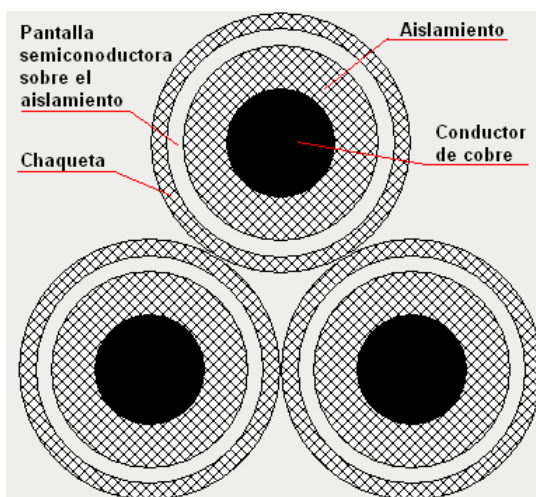


FIGURA 4.6.: Sección conductores en ducto. Adaptada de [E.S00]

En el numeral 3 se encuentran los botones *Calcular*, *Limpiar*, *Guardar*, *Ayuda* y *Salir*. El botón *calcular* se habilita una vez se diligencien los datos de entrada; el botón *Limpiar* es para volver al estado inicial de la pantalla, el botón *Guardar* es para salvar los archivos con extensión *.mat, *.atp y *.pl4 de las señales simuladas en prefalla; con el botón *ayuda* se accede a un resumen de los componentes de la interfaz, y con el botón *salir* se cierra la pantalla. Al seleccionar la opción *Calcular*, en el numeral 4 aparecerán los valores de las magnitudes de las tensiones y corrientes simuladas para cada fase (Valores RMS en Prefalla), junto con la proporción y la diferencia entre los valores simulados y medidos, y el factor de correlación entre las señales. Las magnitudes simuladas y medidas se representan con los subíndices *s* y *m* respectivamente. Si la correlación entre las señales, es cercana a 1, esto indicará que la forma de las señales es muy similar y están en fase; por el contrario si tiende a -1, significará que la forma de las señales es muy similar pero en contrafase. Se ilustrarán las señales superpuestas de tensión y corriente para cada fase, en los numerales 5 y 6 respectivamente. Las series de las señales simuladas se representaran con rombos, mientras que las series de las señales medidas se representaran con círculos. Al seleccionar la opción *Ver Prefalla* en el numeral 7, se despliega la pantalla de ATP plotXY, en la cual se podrán visualizar las señales de tensión y corriente simuladas para todo el tiempo (15 ciclos) en cada fase. Finalmente, mediante la opción *Sim. Fallas* en el numeral 8, se pasa a la ultima pantalla para efectuar la simulación de fallas.

4.1.5. Manejo de la Pantalla 2: simulación de prefalla

A continuación se ilustra el manejo de la pantalla 2 siguiendo con el ejemplo anterior. La figura 4.8 muestra los resultados obtenidos al utilizar los datos de tramos y cargas para el circuito Consulados, junto con un factor de carga del 38 % y las tensiones medidas (al marcar *Usar Tensión medida*, no importa que tensión se coloque en el campo *Tensión L-L(V)*). Mediante la variación del factor de carga, se podrá obtener una simulación que se acerque a lo medido, siempre y cuando las señales se encuentren en fase. Con lo anterior, se obtendrá una estimación del factor de carga al cual operaba el circuito bajo consideración.

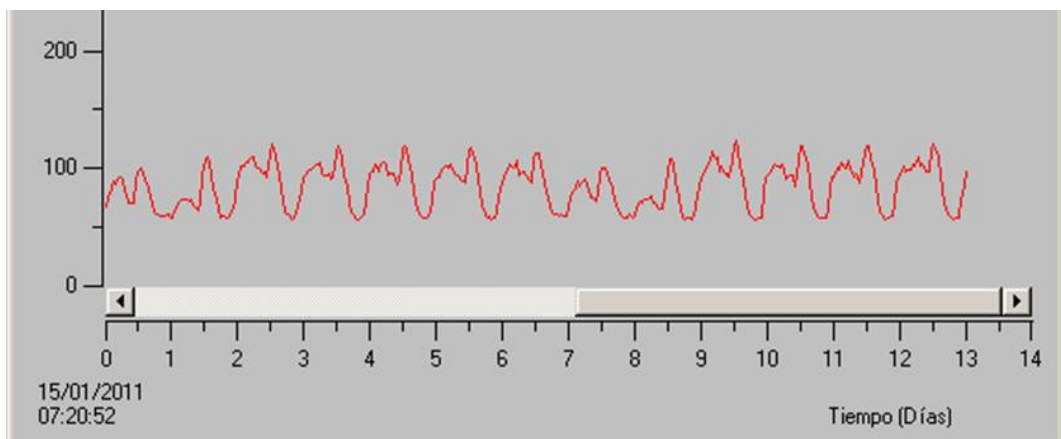


FIGURA 4.7.: Curva de carga diaria circuito Consulados. Tomada de [E.S02].

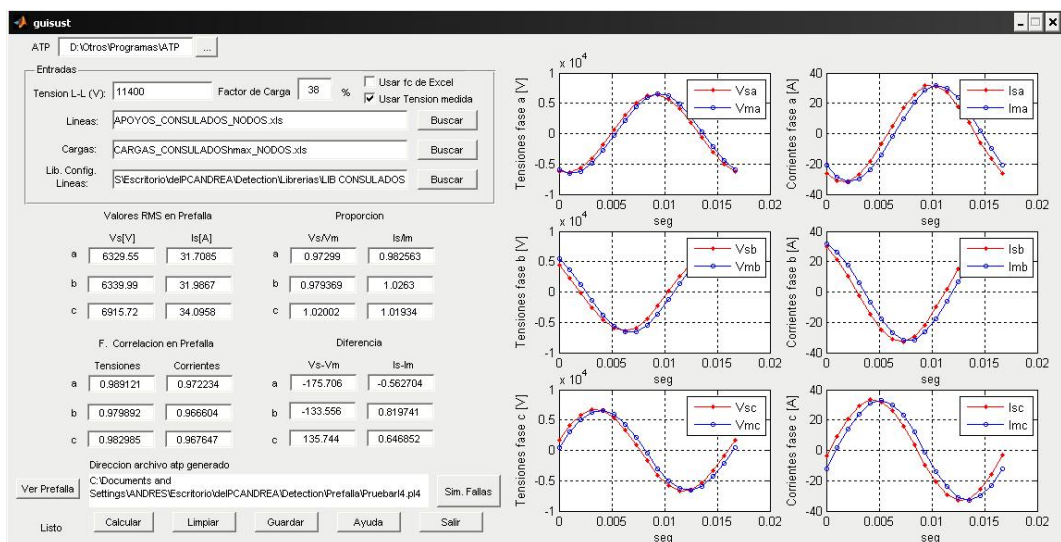


FIGURA 4.8.: Ejemplo pantalla 2.

4.1.6. Descripción de la Pantalla 3

Una vez se ha encontrado el factor de carga que ajusta las señales simuladas a las medidas, se da click en la opción *Sim. Fallas* para pasar a la última pantalla, en la que se recreará la falla conectando una rama de resistencias en un nodo del circuito seleccionado, con el fin de observar si se presentan comportamientos similares a los medidos en el estado de falla. En la figura 4.9 se observan los componentes de la pantalla 3. En el numeral 1 se debe digitar el código del nodo donde se colocará la rama de resistencias de falla. El campo *N. Codensa* es para ingresar el código del nodo según Codensa S.A. ESP que es quien suministra la información del circuito. Sin embargo, para efectos de la simulación, los códigos de los nodos deben ser renombrados para poder ser leídos por ATP², por lo cual, se ha asignado previamente un código de correspondencia con ATP en la pantalla 2 (*guisust*). Si se conoce el código de ATP, este se debe digitar en el campo *N. ATP* sin diligenciar el campo *N. Codensa*, de lo contrario se debe seleccionar la opción *Nodos* para cargar la tabla de correspondencia que se encuentra en la carpeta del programa topología en un archivo de extensión *.mat llamado topología. Después de cargar la tabla se habilitará la opción *N. Codensa* para digitar el código de Codensa S.A. ESP, mediante el cual se llamará automáticamente el código ATP correspondiente.

El número 2 corresponde al panel de parámetros de la falla. Los campos *Ta*, *Tb* y *Tc* hacen referencia a los ciclos de cierre de los interruptores de cada brazo de la rama de resistencias de falla (se pueden digitar números decimales). En los campos *Ra*, *Rb* y *Rc* se digitan los valores de las resistencias (en Ohm) que van conectadas a entre cada fase y tierra por medio de la resistencia de tierra *Rg*. En la opción *Falla tipo*, se encuentra una lista desplegable con la que se puede seleccionar los diferentes tipos de fallas, para hacer una simulación rápida. Finalmente, en el botón *Ver PL4* se despliega la pantalla de ATP plotXY, en la cual se podrá visualizar las señales de tensión y corriente en el tiempo total de simulación (15 ciclos) en cada fase. En 3 se encuentran habilitadas las mismas acciones explicadas para la pantalla 2. Al seleccionar la opción *Calcular* se efectúa la simulación y se pueden observar en 4 y 5 las mismas señales y los mismos cálculos que se definieron en la pantalla 2, pero para el ciclo muestra de falla elegido. Finalmente en 6 esta la opción *Visualizar Sim. vs Med.* que despliega 3 figuras: dos de fasores para ver simultáneamente los fasores simulados y medidos de corriente y tensión, y una para ver las señales medidas frente a las simuladas.

²Los códigos de los nodos en ATP, deben iniciar con la letra N seguida de un número de secuencia compuesto por 3 dígitos, por ejemplo N021.

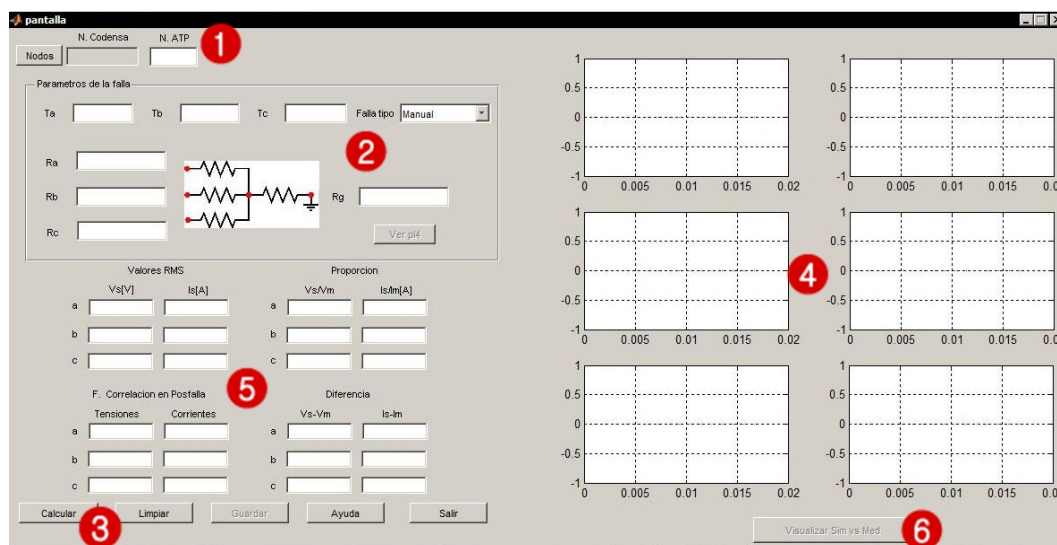


FIGURA 4.9.: Interfaz pantalla 3.

4.1.7. Manejo de la Pantalla 3: simulación de falla

En la figura 4.10 se explica el funcionamiento de la pantalla 3 con la información del ejemplo anterior. Al cargar la base de datos de correspondencia topología.mat en el botón correspondencia, y digitar en *N. Codensa* el código 19569 (extraído de los documentos de Codensa S.A. ESP), se observó que aparecía en el campo *N. ATP* el código N477, correspondiente al nodo donde se iba a colocar la rama de resistencias de falla. Luego, se incluyeron los ciclos de cierre. Dado que en la primera pantalla donde se visualizó la falla se observó que ésta empezó antes de la finalización del ciclo 3, se digitó 2,5 en los campos *Ta*, *Tb* y *Tc*. En este caso, no era recomendable digitar un ciclo de cierre mayor a 3 porque la señal que se verá es la correspondiente al ciclo 4, como se definió en la primera pantalla de la herramienta. En el campo *Falla tipo* se seleccionó la opción manual; después se introdujeron valores para la rama de resistencias de falla, teniendo como punto de partida las impedancias que se calcularon en el panel de datos de la pantalla 1. De acuerdo con lo anterior, se digitó 27,6 Ohm para la fase a, 14,6 Ohm para la fase b y 13,5 Ohm para la fase c. Para la resistencia a tierra *Rg* se utilizó un valor bajo (0,05 Ohm), dado que ésta juega un papel mas importante en fallas bifásicas. Luego, se presionó la opción calcular para simular de nuevo el circuito en ATP pero con la rama de resistencias de falla definida conectada al nodo N477, lo cual permitió observar el ciclo de muestra de falla elegido en comparación con el medido. Es importante mencionar que aunque la falla medida se fue drenando transitoriamente (por la acción del dispositivo de protección), la selección del punto de cierre en el ciclo 4, permitió recrear un estado estable de falla. Lo an-

terior, se puede evidenciar mediante la opción *Ver pl4* (como se ve en la figura 4.11).

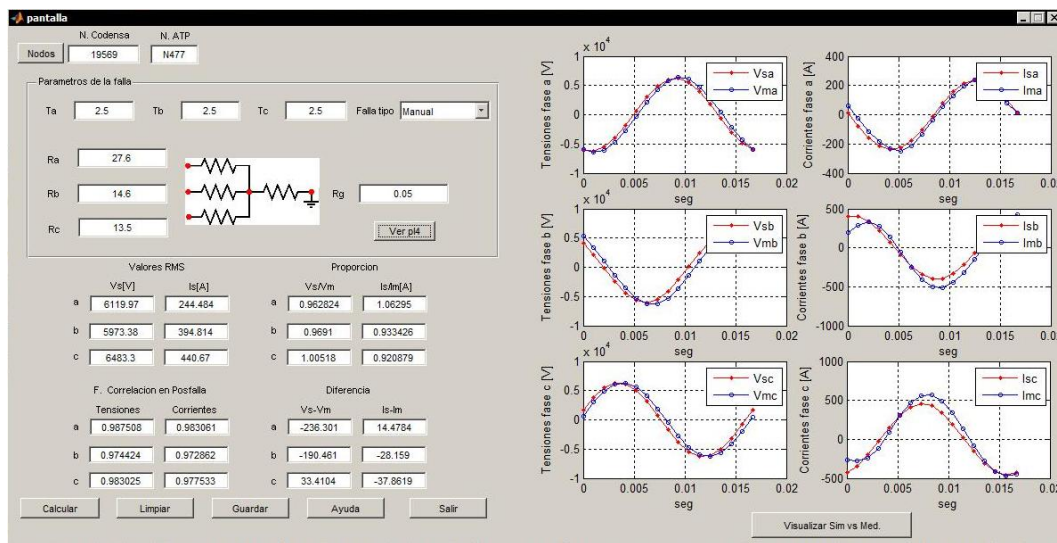


FIGURA 4.10.: Ejemplo pantalla 3.

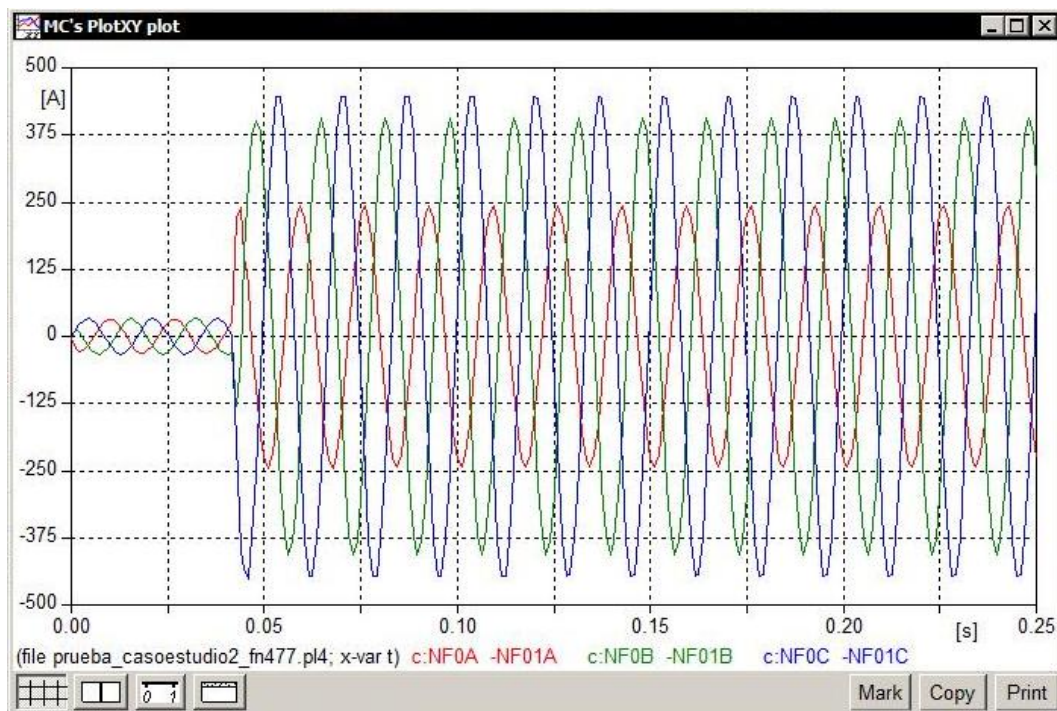


FIGURA 4.11.: Gráficas de corrientes en botón *Ver pl4* en pantalla 3.

4.2. Resumen

- El programa se inicia cargando los datos de los registros de fallas reales para visualizar las señales de tensión y corriente junto con los fasores tanto de prefalla como de falla, de manera que por inspección se detecten problemas de secuencia o polaridad.
- Se establece un factor de carga para la simulación para comparar las señales de prefalla simuladas con las reales.
- Se definen las resistencias de falla que permitan generar señales de falla simuladas para que sean comparadas con las reales en el nodo donde estas ultimas fallaron.

5. Análisis soluciones y resultados

5.1. Errores de medición

Para corregir las mediciones afectadas por la saturación de los transformadores de corriente se desarrolla una aproximación que permita detectar, identificar y remover posibles mediciones erróneas, basándose en la frecuencia fundamental. Esta puede ser calculada de las formas de onda registradas u obtenida directamente de los dispositivos de medida, como lo son las unidades de medición fasorial [LK07]. También, empleando escalas cuadráticas en los transformadores de corriente se logra reducir significativamente el efecto de la saturación [AS90].

Para corregir errores de precisión se emplea el método que se describe en [ED02], el cual se basa en el modelo equivalente del transformador de corriente obtenido con las pruebas de cortocircuito y vacío, y se utiliza la transformada rápida de Fourier.

5.2. Análisis en transformadores DY

Al recorrer los resultados obtenidos del análisis de fallas en las disposiciones Dy5 y Dy7, se encontraron particularidades que se repiten. Es decir, se analizaron los resultados obtenidos en el lado no fallado para fallas en el lado primario y en el lado secundario del transformador.

Cuando se realizan fallas en el lado delta (primario) se encontró que ante una falla monofásica las tensiones observadas (del secundario) mostraban que parecía tratarse de una falla bifásica debido a que dos de ellas disminuían en un 37 %, pero al observar las corrientes parecía una disminución de carga en dos fases ya que dos corrientes disminuían en un 37 %. En una disposición Dy5 al realizar una falla monofásica en la fase "a", hace que las tensiones "ab" y "ca" disminuyan, estas a su vez están en fase con las tensiones de las fases secundarias "A" y "C" respectivamente, las cuales también disminuyen. Al tener una falla en el primario, hace que la mayor parte de la corriente se drene a tierra y solo se transfiera una pequeña parte al secundario. En este caso las ramas "ab" y "ca" de la delta

son las que reciben esta pequeña parte la cual se ve reflejada en el secundario en las fases "A" y "C". De manera similar pasa con una falla bifásica, por ejemplo una falla en "ab" hace que en el secundario disminuya la tensión y la corriente en "A", de esta forma la falla se verá como una falla monofásica según tensiones y una disminución de carga según corrientes.

Cuando se realizan fallas en el lado secundario, se obtienen algunas similitudes, una falla monofásica se verá como una falla bifásica, una falla bifásica se verá como una falla monofásica o una falla bifásica a tierra, y una falla bifásica a tierra se verá como una falla trifásica. Ante una falla bifásica (en el secundario), en el primario se verá una falla bifásica a tierra, ya que dos corrientes se incrementan por encima del doble de su valor de prefalla con magnitudes distintas, por ejemplo en una disposición Dy7, una falla en "AB" hace que aumenten las corrientes "ab" y "ca" de la delta, las cuales son iguales en magnitud y opuestas en fase, esto hace que la corriente en "a" sea la que mas aumente, y también contribuye a que las fases restantes aumenten, pero una mas que otra, para este caso la corriente "bc" se opone a "ba" por lo que la corriente "b" no aumenta tanto, y en el otro caso la corriente "cb" no se opone a "ca" y favorece a que la corriente en "c" aumente significativamente. Lo anterior también se presenta en una falla bifásica a tierra, pero con cambios mucho mas notorios, viéndose como una falla trifásica, ya que las tres tensiones disminuyen significativamente y que las tres corrientes presentan aumentos significativos. Los resultados obtenidos para las disposiciones Dy5 y Dy7 se pueden ver de la tabla 5.1 a la tabla 5.12.

TABLA 5.1.: Condiciones normales en el lado Y de un transformador Dy5.

Fases	Tensiones (V)	Corrientes (A)
A	20281	242
B	20306	242
C	20198	241

TABLA 5.2.: Cortocircuitos monofásicos y bifásicos en lado delta para transformador Dy5.
Transformador Dy5

Coci lado D	Condiciones lado Y			Conclusión lado Y
	Fases	Tensiones	Corrientes	
a	A	12781	152	Se verá una falla bifásica en "AC" (tensiones). Se verá una disminución de carga en las fases "AC".
	B	20285	242	
	C	12436	148	
b	A	12548	150	Se verá una falla bifásica "AB" (tensiones). Se verá una disminución de carga en las fases "AB".
	B	12673	151	
	C	20204	241	
c	A	20298	242	Se verá una falla bifásica "BC" (tensiones). Se verá una disminución de carga en las fases "BC".
	B	12541	150	
	C	12601	150	
ab	A	579	7	Se verá una falla monofásica en "A" (tensiones). Se verá una disminución de carga en la fase "A"(corrientes).
	B	17245	206	
	C	17799	212	
bc	A	17809	212	Se verá una falla monofásica en "B" (tensiones). Se verá una disminución de carga en la fase "B"(corrientes).
	B	574	7	
	C	17256	206	
ca	A	17318	207	Se verá una falla monofásica en "C" (tensiones). Se verá una disminución de carga en la fase "C"(corrientes).
	B	17860	213	
	C	566	7	

TABLA 5.3.: Cortocircuitos bifásicos a tierra y trifásicos en lado delta para transformador Dy5.
Transformador Dy5

Coci lado D	Condiciones lado Y			Conclusión lado Y
	Fases	Tensiones	Corrientes	
abt	A	579	7	Se verá una falla monofásica en "A" (tensiones). Se verá una disminución de carga en la fase "A"(corrientes).
	B	12762	152	
	C	13319	159	
bct	A	13390	160	Se verá una falla monofásica en "B" (tensiones). Se verá una disminución de carga en la fase "B"(corrientes).
	B	574	7	
	C	12834	153	
cat	A	12930	154	Se verá una falla monofásica en "C" (tensiones). Se verá una disminución de carga en la fase "C"(corrientes).
	B	13475	161	
	C	567	7	
abc	A	580	7	Las tensiones disminuyen como es de esperarse. Se verá una disminución en la carga en todas las fases (corrientes).
	B	573	7	
	C	567	7	

TABLA 5.4.: Condiciones normales en lado delta de un transformador Dy5.

Fases	Tensiones (V)	Corrientes (A)
a	6104	833
b	6149	838
c	6125	834

TABLA 5.5.: Cortocircuitos monofásicos y bifásicos en lado Y para transformador Dy5.

Transformador Dy5				
Coci lado Y	Condiciones lado D			Conclusión lado D
	Fases	Tensiones	Corrientes	
A	a	3349	2525	Se verá una falla bifásica en las fases "ab".
	b	3657	1962	
	c	6119	833	
B	a	6115	834	Se verá una falla bifásica en las fases "bc".
	b	3377	2517	
	c	3639	1941	
C	a	3626	1922	Se verá una falla bifásica en las fases "ca".
	b	6141	837	
	c	3367	2490	
AB	a	5265	1982	Se verá una falla monofásica en "b" (tensiones). Se verá una falla bifásica a tierra "ab"(corrientes).
	b	1469	2814	
	c	5428	1035	
BC	a	5424	1009	Se verá una falla monofásica en "c" (tensiones). Se verá una falla bifásica a tierra "bc"(corrientes).
	b	5292	1961	
	c	1487	2762	
CA	a	1443	2781	Se verá una falla monofásica en "a" (tensiones). Se verá una falla bifásica a tierra "ca"(corrientes).
	b	5453	1032	
	c	5270	1962	

TABLA 5.6.: Cortocircuitos bifásicos a tierra y trifásicos en lado Y para transformador Dy5.

Transformador Dy5		Condiciones lado D		Conclusión lado D
Coci lado Y	Fases	Tensiones	Corrientes	
ABt	a	2631	2355	Se verá una falla trifásica desbalanceada.
	b	1468	2812	
	c	2717	2177	
BCt	a	2713	2180	Se verá una falla trifásica desbalanceada.
	b	2673	2359	
	c	1483	2760	
CAt	a	1449	2785	Se verá una falla trifásica desbalanceada.
	b	2721	2210	
	c	2661	2327	
ABC	a	1451	2786	Las tensiones disminuyen y las corrientes aumentan como es de esperarse.
	b	1468	2811	
	c	1482	2760	

TABLA 5.7.: Condiciones normales en el lado Y de un transformador Dy7.

Fases	Tensiones (V)	Corrientes (A)
A	20200	241
B	20278	242
C	20305	242

TABLA 5.8.: Cortocircuitos monofásicos y bifásicos en lado delta para transformador Dy7.
Transformador Dy7

Coci lado D	Condiciones lado Y			Conclusión lado Y
	Fases	Tensiones	Corrientes	
a	A	12437	148	Se verá una falla bifásica "AB" (tensiones). Se verá una disminución de carga en las fases "AB".
	B	12779	152	
	C	20284	242	
b	A	20205	241	Se verá una falla bifásica "BC" (tensiones). Se verá una disminución de carga en las fases "BC".
	B	12547	150	
	C	12673	151	
c	A	12603	150	Se verá una falla bifásica "AC" (tensiones). Se verá una disminución de carga en las fases "AC".
	B	20297	242	
	C	12541	150	
ab	A	17799	212	Se verá una falla monofásica en "B" (tensiones). Se verá una disminución de carga en la fase "B"(corrientes).
	B	580	7	
	C	17245	206	
bc	A	17257	206	Se verá una falla monofásica en "C" (tensiones). Se verá una disminución de carga en la fase "C"(corrientes).
	B	17810	212	
	C	574	7	
ca	A	566	7	Se verá una falla monofásica en "A" (tensiones). Se verá una disminución de carga en la fase "A"(corrientes).
	B	17317	206	
	C	17859	213	

TABLA 5.9.: Cortocircuitos bifásicos a tierra y trifásicos en lado delta para transformador Dy7.
Transformador Dy7

Coci lado D	Condiciones lado Y			Conclusión lado Y
	Fases	Tensiones	Corrientes	
abt	A	13319	159	Se verá una falla monofásica en "B" (tensiones). Se verá una disminución de carga en la fase "B"(corrientes).
	B	579	7	
	C	12762	152	
bct	A	12835	153	Se verá una falla monofásica en "C" (tensiones). Se verá una disminución de carga en la fase "C"(corrientes).
	B	13390	160	
	C	574	7	
cat	A	566	7	Se verá una falla monofásica en "A" (tensiones). Se verá una disminución de carga en la fase "A"(corrientes).
	B	12930	154	
	C	13474	161	
abc	A	567	7	Las tensiones disminuyen como es de esperarse. Se verá una disminución en la carga en todas las fases (corrientes).
	B	580	7	
	C	573	7	

TABLA 5.10.: Condiciones normales en lado delta de un transformador Dy7.

Fases	Tensiones (V)	Corrientes (A)
a	6104	833
b	6148	838
c	6126	834

TABLA 5.11.: Cortocircuitos monofásicos y bifásicos en lado Y para transformador Dy7.

Transformador Dy7				
Coci lado Y	Condiciones lado D			Conclusión lado D
	Fases	Tensiones	Corrientes	
A	a	3626	1922	Se verá una falla bifásica en las fases "ca".
	b	6146	837	
	c	3367	2490	
B	a	3350	2525	Se verá una falla bifásica en las fases "ab".
	b	3657	1962	
	c	6119	834	
C	a	6115	835	Se verá una falla bifásica en las fases "bc".
	b	3377	2517	
	c	3640	1941	
AB	a	1444	2781	Se verá una falla monofásica en "a" (tensiones). Se verá una falla bifásica a tierra "ca"(corrientes).
	b	5453	1033	
	c	5270	1962	
BC	a	5265	1982	Se verá una falla monofásica en "b" (tensiones). Se verá una falla bifásica a tierra "ab"(corrientes).
	b	1469	2814	
	c	5428	1035	
CA	a	5425	1009	Se verá una falla monofásica en "c" (tensiones). Se verá una falla bifásica a tierra "bc"(corrientes).
	b	5292	1961	
	c	1487	2762	

TABLA 5.12.: Cortocircuitos bifásicos a tierra y trifásicos en lado Y para transformador Dy7.

Transformador Dy7		Condiciones lado D			Conclusión lado D
Coci lado Y	Fases	Tensiones	Corrientes		
ABt	a	1449	2785	Se verá una falla trifásica desbalanceada.	
	b	2721	2210		
	c	2661	2327		
BCt	a	2631	2355	Se verá una falla trifásica desbalanceada.	
	b	1468	2812		
	c	2717	2177		
CAt	a	2713	2180	Se verá una falla trifásica desbalanceada.	
	b	2673	2359		
	c	1483	2760		
ABC	a	1451	2786	Las tensiones disminuyen y las corrientes aumentan como es de esperarse.	
	b	1468	2811		
	c	1482	2760		

Los resultados que se muestran son una clara evidencia de las inconsistencias que se pueden presentar en circuitos con transformadores delta-estrella. El análisis realizado muestra que las fallas no presentan sus rasgos típicos y sufren modificaciones que pueden llevar a presumir un tipo de falla errada. Dichas modificaciones dependen del punto donde se este realizando la medición en relación con el punto de falla. Teniendo en cuenta la disposición del transformador, la falla que se esta observando y en base al análisis mostrado, es posible deducir correctamente el tipo de falla que se esta presentando.

5.3. Análisis de fallas de Alta Impedancia

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para los 3 circuitos mencionados anteriormente, con los valores de tensión y corriente de falla para resistencias de falla de 20 Ohm y 0,5 Ohm, junto con los valores de prefalla y los cambios porcentuales respectivos.

5.3.1. Circuito Albán

■ Cargas Máximas

En la figura 5.1 se observan las gráficas que evidencian que las magnitudes van disminuyendo a medida que se avanza en el circuito.

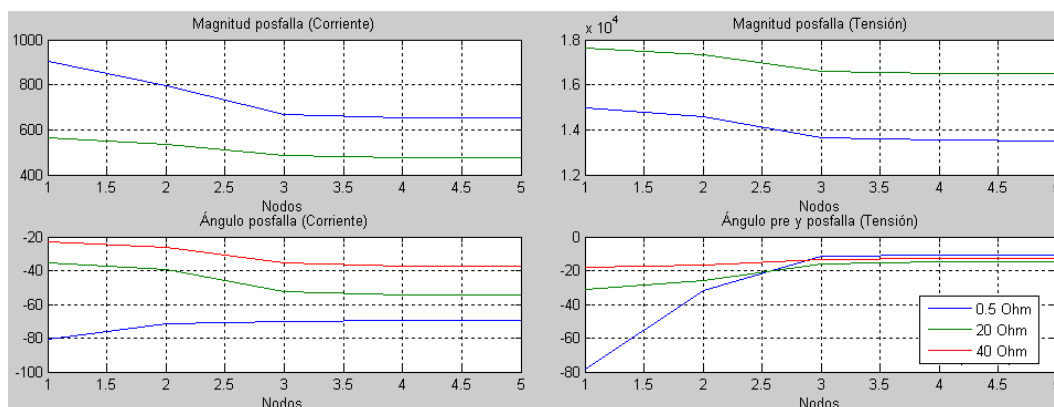


FIGURA 5.1.: Cargas Máximas circuito Albán.

► Magnitudes de Corrientes

La tabla 5.13 muestra un valor en estado de prefalla (9,2 A), y los correspondientes para una falla monofásica de 20 Ohm (567 A) y para una falla monofásica de 0,5 Ohm (653,5 A), teniéndose cambios respecto a la corriente de prefalla de 528,6 % para la falla de 20 Ohm y de 624,5 % para la falla de 0,5 Ohm. De lo anterior, se concluye:

TABLA 5.13.: Magnitudes de corrientes circuito Albán, cargas máximas.

<i>Magnitud en prefalla = 90,2 (A)</i>		
Impedancias	Magnitudes en falla (A)	Cambio %
$Z_f = 20 \Omega$	567,0	528,6
$Z_f = 0,5 \Omega$	653,5	624,5

Si el Cambio % < 528,6 % hay alta impedancia.

Si el Cambio % > 624,5 % hay baja impedancia.

De manera similar se concluye para los datos siguientes.

► Ángulos de Fase de Corrientes

En las fases para alta impedancia se tiene un valor mínimo de $-54,7^\circ$ y para baja impedancia un valor máximo de $-69,3^\circ$, con $-23,5^\circ$ en prefalla. Véase tabla 5.14.

TABLA 5.14.: Ángulo de fase de corrientes del circuito Albán, cargas máximas.

<i>Ángulo en prefalla = -23,5°</i>		
Impedancias	Ángulos en falla	Cambio %
$Z_f = 20 \Omega$	-54,7°	132,8
$Z_f = 0,5 \Omega$	-69,3°	194,9

Si el Cambio % < 132,8 % hay alta impedancia.

Si el Cambio % > 194,9 % hay baja impedancia.

► Magnitudes de Tensión

Véase tabla 5.15.

TABLA 5.15.: Magnitudes de tensiones circuito Albán, cargas máximas.

<i>Magnitud en prefalla = 19166,0 (V)</i>		
Impedancias	Magnitudes en falla (V)	Cambio %
$Z_f = 20 \Omega$	16504,0	-13,9
$Z_f = 0,5 \Omega$	14967,0	-21,9

Si el Cambio % < 13,9 % hay alta impedancia.

Si el Cambio % > 21,9 % hay baja impedancia.

► Ángulos de Fase de Tensiones, fallas cercanas

Véase tabla 5.16.

TABLA 5.16.: Ángulos de fase de tensiones, fallas cercanas, circuito Albán, cargas máximas.

<i>Ángulo en prefalla = -2,7°</i>		
Impedancias	Ángulos en falla	Cambio %
$Z_f = 20 \Omega$	-31,4°	1063,0
$Z_f = 0,5 \Omega$	-31,6°	1070,4

Si el Cambio % < 1063 % hay alta impedancia.

Si el Cambio % > 1070,4 % hay baja impedancia.

► Ángulos de Fase de Tensiones, fallas lejanas

Véase tabla 5.17.

TABLA 5.17.: Ángulos de fase de tensiones, fallas lejanas, circuito Albán, cargas máximas.

<i>Ángulo en prefalla = -2,7°</i>		
Impedancias	Ángulos en falla	Cambio %
$Z_f = 20 \Omega$	-14,5°	437,0
$Z_f = 0,5 \Omega$	-11,3°	318,5

Si el Cambio % > 437 % hay alta impedancia.

Si el Cambio % < 318,5 % hay baja impedancia.

■ Cargas al 40 %

En la figura 5.2 se observan las gráficas que evidencian que las magnitudes van disminuyendo a medida que se avanza en el circuito.

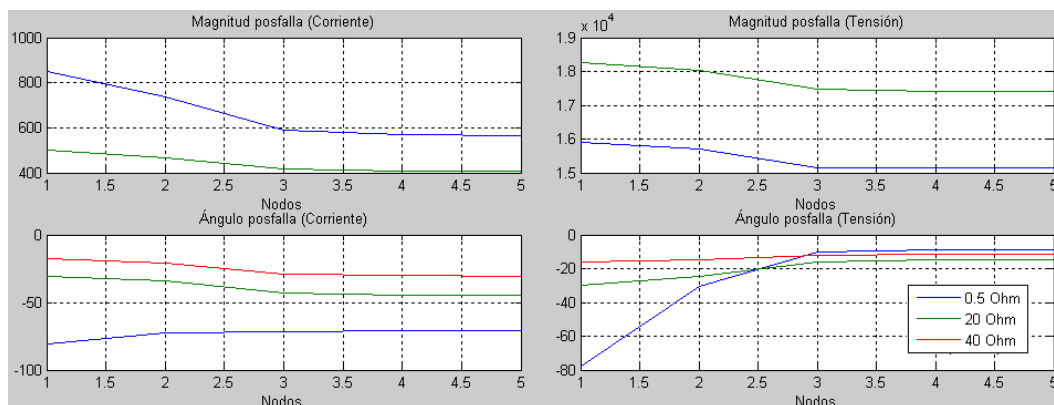


FIGURA 5.2.: Cargas al 40 %, circuito Albán.

► Magnitudes de Corrientes

Véase tabla 5.18.

TABLA 5.18.: Magnitudes de corrientes circuito Albán, cargas al 40 %.

<i>Magnitud en prefalla = 37,1 (A)</i>		
Impedancias	Magnitudes en falla (A)	Cambio %
$Z_f = 20 \Omega$	502,5	1254,4
$Z_f = 0,5 \Omega$	564,0	1420,2

Si el Cambio % < 1254,4 % hay alta impedancia.

Si el Cambio % > 1420 % hay baja impedancia.

► Ángulos de Fase de Corrientes

En las fases se tiene para 20 Ohm $-44,7^\circ$ (valor mínimo) y para 0,5 Ohm $-71,1^\circ$ (valor máximo). Véase tabla 5.19.

TABLA 5.19.: Ángulo de fase de corrientes del circuito Albán, cargas al 40 %.

<i>Ángulo en prefalla = $-18,5^\circ$</i>		
Impedancias	Ángulos en falla	Cambio %
$Z_f = 20 \Omega$	$-44,7^\circ$	141,6
$Z_f = 0,5 \Omega$	$-71,1^\circ$	284,3

Si el Cambio % < 141,6 % hay alta impedancia.

Si el Cambio % > 284,3 % hay baja impedancia.

► Magnitudes de Tensiones

Véase tabla 5.20.

TABLA 5.20.: Magnitudes de tensiones del circuito Albán, cargas al 40 %.

<i>Magnitud en prefalla = 19639 (V)</i>		
Impedancias	Magnitudes en falla (V)	Cambio %
$Z_f = 20 \Omega$	17398,0	-11,4
$Z_f = 0,5 \Omega$	15901,0	-19,0

Si el Cambio % < 11,4 % hay alta impedancia.

Si el Cambio % > 19 % hay baja impedancia.

► Ángulos de Fase de Tensiones, fallas cercanas

Véase tabla 5.21.

TABLA 5.21.: Ángulos de fase de tensiones, fallas cercanas, circuito Albán, cargas al 40 %.

<i>Ángulo en prefalla = $-1,1^\circ$</i>		
Impedancias	Ángulos en falla	Cambio %
$Z_f = 20 \Omega$	$-24,4^\circ$	2118,2
$Z_f = 0,5 \Omega$	$-30,5^\circ$	2672,7

Con lo cual:

Si el Cambio % < 2118,2 % hay alta impedancia.

Si el Cambio % > 2672,7 % hay baja impedancia.

► Ángulos de Fase de Tensiones, fallas lejanas

Véase tabla 5.22.

TABLA 5.22.: Ángulos de fase de tensiones, fallas lejanas, circuito Albán, cargas al 40 %.

<i>Ángulo en prefalla = -1,1°</i>		
Impedancias	Ángulos en falla	Cambio %
$Z_f = 20 \Omega$	-16,3°	1381,8
$Z_f = 0,5 \Omega$	-9,9°	800,0

Con lo cual:

Si el Cambio % > 1381,8 % hay alta impedancia.

Si el Cambio % < 800 % hay baja impedancia.

5.3.2. Circuito Sask Power

■ Cargas Máximas

Para este circuito se toma, la corriente máxima para 20 Ohm y la corriente mínima para 0,5 Ohm. Véase figura 5.3.

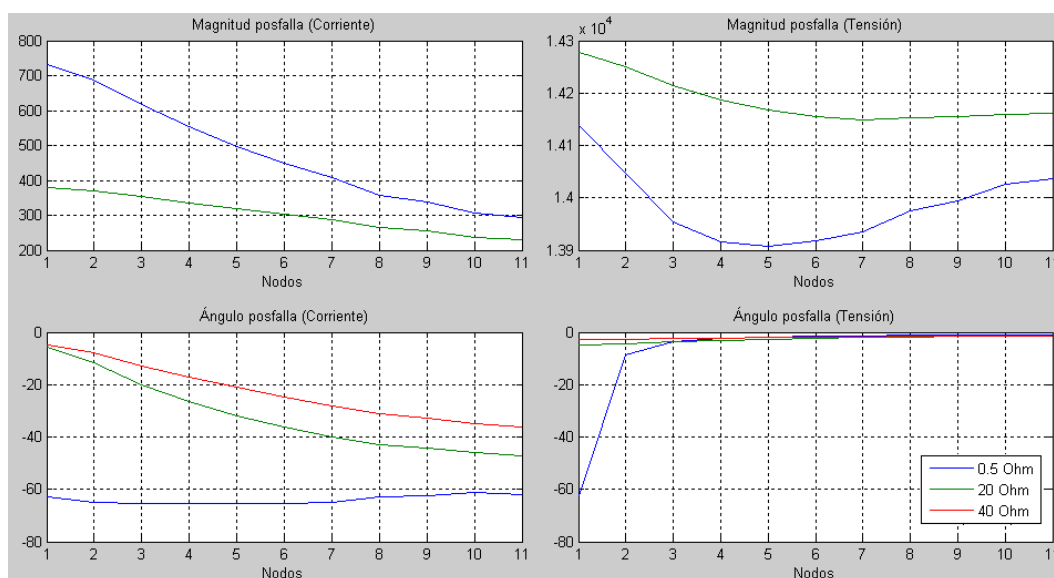


FIGURA 5.3.: Cargas Máximas, circuito Sask Power.

► Magnitudes Corrientes

Véase tabla 5.23.

TABLA 5.23.: Magnitudes de Corrientes, circuito Sask Power, cargas máximas.

<i>Magnitud en prefalla = 20,7 (A)</i>		
Impedancias	Magnitudes en falla (A)	Cambio %
$Z_f = 20 \Omega$	380,1	1736,2
$Z_f = 0,5 \Omega$	294,3	1321,7

Con lo cual:

Si el Cambio % < 1321,7% hay alta impedancia.

Si el Cambio % > 1736,2% hay baja impedancia.

► Ángulos de Fase de Corrientes

Véase tabla 5.24.

TABLA 5.24.: Ángulos de fase de corrientes, circuito Sask Power, cargas máximas.

<i>Ángulo en prefalla = -29,7°</i>		
Impedancia	Ángulos en falla	Cambio %
$Z_f = 20 \Omega$	-47,2°	58,9
$Z_f = 0,5 \Omega$	-61,9°	108,4

Con lo cual:

Si el Cambio % < 58,9% hay alta impedancia.

Si el Cambio % > 108,4% hay baja impedancia.

► Magnitudes de Tensiones

Véase tabla 5.25.

TABLA 5.25.: Magnitudes de Tensiones, circuito Sask Power, cargas máximas.

<i>Magnitud en prefalla = 14394 (V)</i>		
Impedancias	Magnitudes en falla (V)	Cambio %
$Z_f = 20 \Omega$	14149	-1,7
$Z_f = 0,5 \Omega$	14139	-1,8

Con lo cual:

Si el Cambio % < 1,7 % hay alta impedancia.

Si el Cambio % > 1,8 % hay baja impedancia.

► Ángulos de Fase de Tensiones, fallas cercanas

Véase tabla 5.26.

TABLA 5.26.: Ángulos de fase de tensiones, fallas cercanas, circuito Sask Power, cargas máximas.

<i>Ángulo en prefalla = -0,13°</i>		
Impedancias	Ángulos en falla	Cambio %
$Z_f = 20 \Omega$	-4,8°	3592,3
$Z_f = 0,5 \Omega$	-8,7°	6592,3

Con lo cual:

Si el Cambio % < 3592,3 % hay alta impedancia.

Si el Cambio % > 6592,3 % hay baja impedancia.

► Ángulos de Fase de Tensiones, fallas lejanas

Véase tabla 5.27.

TABLA 5.27.: Ángulos de fase de tensiones, fallas lejanas, circuito Sask Power, cargas máximas.

<i>Ángulos en prefalla = -0,13°</i>		
Impedancias	Ángulos en falla	Cambio %
$Z_f = 20 \Omega$	-1,4°	976,9
$Z_f = 0,5 \Omega$	-1,1°	746,2

Con lo cual:

Si el Cambio % > 976,9 % hay alta impedancia.

Si el Cambio % < 746,2 % hay baja impedancia.

■ Cargas al 40 %

Véase figura 5.4:

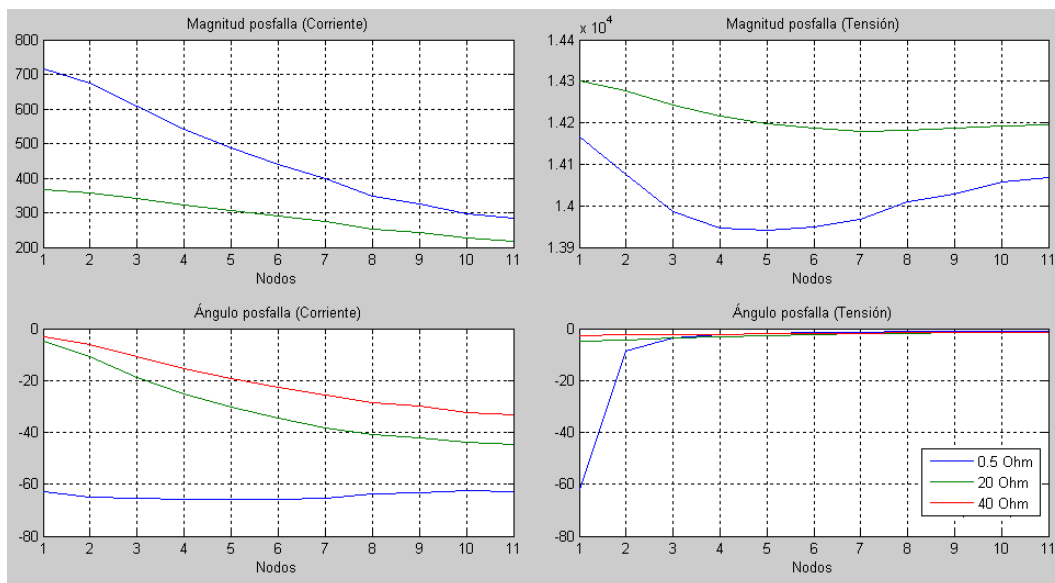


FIGURA 5.4.: Cargas 40 %, circuito Sask Power.

► Magnitudes de Corrientes

Véase tabla 5.28.

TABLA 5.28.: Magnitudes de Corrientes, circuito Sask Power, cargas al 40 %.

<i>Magnitud en prefalla = 7.9 (A)</i>		
Impedancias	Magnitudes en falla (A)	Cambio %
$Z_f = 20 \Omega$	366,6	4540,5
$Z_f = 0,5 \Omega$	282,9	3481,0

Si el Cambio % < 3481 % hay alta impedancia.

Si el Cambio % > 4540,5 % hay baja impedancia.

► Ángulos de Fase de Corrientes

En las fases se tiene para 20 Ohm, $-44,7^\circ$ (valor mínimo) y para 0,5 Ohm, $-62,3^\circ$ (valor máximo). Véase tabla 5.29.

TABLA 5.29.: Ángulos de fase de corrientes, circuito Sask Power, cargas al 40 %.

<i>Ángulo en prefalla = $-21,5^\circ$</i>		
Impedancias	Ángulos en falla	Cambio %
$Z_f = 20 \Omega$	$-44,8^\circ$	1381,8
$Z_f = 0,5 \Omega$	$-62,3^\circ$	189,8

Si el Cambio % < 108,4 % hay alta impedancia.

Si el Cambio % > 189,8 % hay baja impedancia.

► Magnitudes de Tensiones

Véase tabla 5.30:

TABLA 5.30.: Magnitudes de tensiones, circuito Sask Power, cargas al 40 %.

<i>Magnitud en prefalla = 14420 (V)</i>		
Impedancias	Magnitudes en falla (V)	Cambio %
$Z_f = 20 \Omega$	14180	-1,7
$Z_f = 0,5 \Omega$	14165	-1,8

Si el Cambio % < 1,7 % hay alta impedancia.

Si el Cambio % > 1,8 % hay baja impedancia.

► Ángulos de Fase de Tensiones, fallas cercanas

Véase tabla 5.31.

TABLA 5.31.: Ángulos de fase de tensiones, fallas cercanas, circuito Sask Power, cargas al 40 %.

<i>Ángulo en prefalla = -0,1°</i>		
Impedancias	Ángulos en falla	Cambio %
$Z_f = 20 \Omega$	-4,7°	4600,0
$Z_f = 0,5 \Omega$	-8,7°	8600,0

Con lo cual:

Si el Cambio % < 4600 % hay alta impedancia.

Si el Cambio % > 8600 % hay baja impedancia.

► Ángulos de Fase de Tensiones, fallas lejanas

Véase tabla 5.32.

TABLA 5.32.: Ángulos de fase de tensiones, fallas lejanas, circuito Sask Power, cargas al 40 %.

<i>Ángulos en prefalla = -0,1°</i>		
Impedancias	Ángulos en falla	Cambio %
$Z_f = 20 \Omega$	-1,7°	1600,0
$Z_f = 0,5 \Omega$	-1,2°	1100,0

Con lo cual:

Si el Cambio % > 1600 % hay alta impedancia.

Si el Cambio % < 1100 % hay baja impedancia.

5.3.3. Circuito Meissen

■ Cargas Máximas

Para este circuito se toma, la corriente máxima para 20 Ohm y la corriente mínima para 0,5 Ohm. Véase figura 5.5.

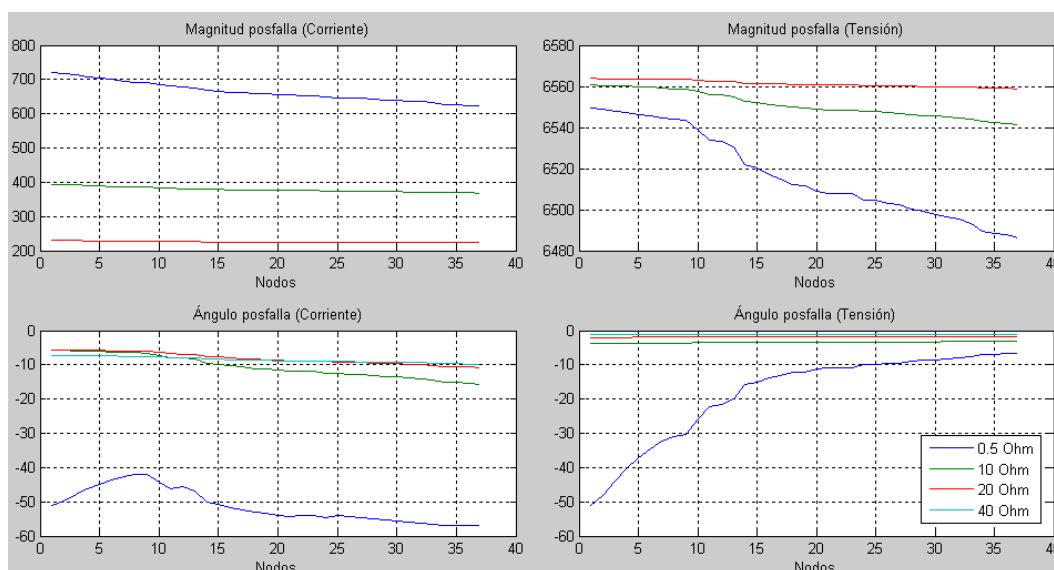


FIGURA 5.5.: Cargas Máximas, circuito Meissen.

► Magnitudes de Corrientes

Véase tabla 5.33.

TABLA 5.33.: Magnitudes de Corrientes, circuito Meissen, cargas máximas.

<i>Magnitud en prefalla = 69,2 (A)</i>		
Impedancias	Magnitudes en falla (A)	Cambio %
$Z_f = 20 \Omega$	230	232,4
$Z_f = 0,5 \Omega$	622,5	799,6

Con lo cual:

Si el Cambio % < 232,4 % hay alta impedancia.

Si el Cambio % > 799,6 % hay baja impedancia.

► Ángulos de Fase de Corrientes

Véase tabla 5.34.

TABLA 5.34.: Ángulos de fase de corrientes, circuito Meissen, cargas máximas.

<i>Ángulo en prefalla = -21,6°</i>		
Impedancias	Ángulos en falla	Cambio %
$Z_f = 20 \Omega$	-10,8°	-50
$Z_f = 0,5 \Omega$	-41,9°	94,0

Con lo cual:

Si el Cambio % < -50 % hay alta impedancia.

Si el Cambio % > 94 % hay baja impedancia.

► Magnitudes de Tensiones

Véase tabla 5.35.

TABLA 5.35.: Magnitudes de Tensiones, circuito Meissen, cargas máximas.

<i>Magnitud en prefalla = 6565.6 (V)</i>		
Impedancias	Magnitudes en falla (V)	Cambio %
$Z_f = 20 \Omega$	6558,8	-0,1
$Z_f = 0,5 \Omega$	6549,5	-0,2

Con lo cual:

Si el Cambio % < 0,1 % hay alta impedancia.

Si el Cambio % > 0,2 % hay baja impedancia.

► Ángulos de Fase de Tensiones

Véase tabla 5.36

TABLA 5.36.: Ángulos de fase de tensiones, circuito Meissen, cargas máximas.

<i>Ángulo en prefalla = -0,4°</i>		
Impedancias	Ángulos en falla	Cambio %
$Z_f = 20 \Omega$	-2,0°	400,0
$Z_f = 0,5 \Omega$	-6,6°	1550,0

Con lo cual:

Si el Cambio % < 400 % hay alta impedancia.

Si el Cambio % > 1550 % hay baja impedancia.

El código fuente usado en Matlab a partir del cual se realizaron las simulaciones se muestra en el anexo C. El análisis realizado permite definir criterios de alta impedancia para los diferentes circuitos, con lo cual se puede establecer, mediante los cambios de tensión y corriente y los parámetros definidos, si existe una falla de alta impedancia que se ve como una carga del sistema. Por ejemplo, aplicando éstos criterios al evento de falla estudiado en el capítulo anterior para el circuito Albán, se tienen los siguientes resultados:

- El factor de carga que se tenía para este evento era del 33 %, por lo cual se pueden aplicar los criterios de alta impedancia según corrientes para cargas al 40 % :
 - Si el cambio porcentual < 1254,4 % hay alta impedancia.
 - Si el cambio porcentual > 1420 % hay baja impedancia.

En la fase “b” no se presentaron incrementos de corriente, por lo cual no se considera falla. En la fase “a” se presentó un incremento de la corriente en un 6,8 %, lo cual indica una falla de alta impedancia. En la fase “c” se presentó un incremento de la corriente en un 2549 %, lo cual indica una falla de baja impedancia. Como las fallas de alta impedancia son menos críticas que las de baja impedancia, se podría concluir que el evento analizado corresponde a una falla monofásica en la fase “c”, lo cual coincide con el análisis realizado en el capítulo anterior.

- El criterio de alta impedancia según tensiones para cargas al 40 % es:
 - Si el cambio porcentual < 11,4 % hay alta impedancia.
 - Si el cambio porcentual > 19 % hay baja impedancia.

En las fases “a” y “b” la tensión disminuyó 2,7 % y 10,7 % respectivamente, lo cual indica una falla de alta impedancia. En la fase “c”, la tensión disminuyó 23,7 %, lo cual indica una falla de baja impedancia. Como las fallas de alta impedancia son menos críticas que las de baja impedancia, se podría concluir que el evento analizado corresponde a una falla monofásica en la fase “c”, lo cual coincide con el análisis realizado en el capítulo anterior y el resultado según los criterios de alta impedancia para las corrientes.

De lo anterior, se puede concluir que el análisis de alta impedancia mediante la definición de criterios para las tensiones y las corrientes se puede utilizar como complemento de los diagnósticos de fallas encontradas a partir de la herramienta de simulación.

En la tabla 5.37, se muestra un resumen de los valores limite encontrados para cada variable analizada (corriente, tensión, y ángulo) en cada uno de los circuitos estudiados y para cada una de las cargas mostrada:

TABLA 5.37.: Resumen de Resultados.

Circuito	Carga	Variable	Alta impedancia, cambios %	Baja impedancia, cambios %
Albán	Máxima	M. corrientes	< 528,6	> 624,5
		A. corrientes	< 132,8	> 194,9
		M. tensiones	< 13,9	> 21,9
		A. tensiones f.c.	< 1063,0	> 1070,4
		A. tensiones f.l.	> 437,0	< 318,5
	40 %	M. corrientes	< 1254,4	> 1420,0
		A. corrientes	< 141,6	> 284,3
		M. tensiones	< 11,4	> 19,0
		A. tensiones f.c.	< 2118,2	> 2672,7
		A. tensiones f.l.	> 1381,8	< 800,0

Sask Power	Máxima	M. corrientes	< 1321,7	> 1736,2
		A. corrientes	< 58,9	> 108,4
		M. tensiones	< 1,7	> 1,8
		A. tensiones f.c.	< 3592,3	> 6592,3
		A. tensiones f.l.	> 976,9	< 746,2
40 %		M. corrientes	< 3481,0	> 4540,5
		A. corrientes	< 108,4	> 189,8
		M. tensiones	< 1,7	> 1,8
		A. tensiones f.c.	< 4600	> 8600
		A. tensiones f.l.	> 1600	< 1100
Meissen	Máxima	M. corrientes	< 232,4	> 799,6
		A. corrientes	< -50	> 94,0
		M. tensiones	< 0,1	> 0,2
		A. tensiones	< 400,0	> 1550,0

5.4. Evaluación de resultados de la metodología

A continuación se muestran los resultados de los registros brindados por Condensa S.A. ESP que se analizaron. Cada registro contiene varios eventos que corresponden a diferentes intervalos de tiempo en los que se hizo la medición. De éstos eventos, se seleccionaron para analizar aquellos donde se podían evidenciar los estados de prefalla y falla. En este capítulo, se presentan 3 de los casos analizados.

5.4.1. Circuito Consulados

Para este primer caso, se consideró un registro con 3 eventos correspondientes al circuito Consulados, de tensiones balanceadas ubicado en la zona urbana de la ciudad de Bogotá, a una tensión de 11,4 kV. Para este registro, se analizó el evento 2, considerando el ciclo 2 para el estado de prefalla y el ciclo 4 para el estado de falla. Se debe tener en cuenta que cada punto del eje de las abscisas (ciclos) en las gráficas de las pantallas hace referencia al final del respectivo ciclo. Como se mencionó anteriormente, en la pantalla 1 la herramienta gráfica los fasores de tensión y corriente, los cuales permiten ver la polaridad y la secuencia de las señales. Al seleccionar la opción *prefalla* en el panel de Fasores, los diagramas fasoriales de corriente y tensión muestran una secuencia positiva (las fases “a”, “b” y “c” se orientan en el sentido de las manecillas del reloj). Las tensiones de cada fase adelantan a sus respectivas corrientes en ángulos menores de 90° como es de esperarse en un circuito inductivo, lo que indica una polaridad normal (véase figura 5.6). Como se observó en el ejemplo de la pantalla 1, el *Panel de Datos* presenta dos campos para diagnosticar que tipo de falla ocurrió. El diagnóstico según tensiones [JGBS09] (usado para detección de huecos de tensión) muestra que no existe falla. Al observar los cambios de tensión que aparecen en la columna DV % del Panel de Datos, se tienen decrementos que no son mayores o iguales al 20 % (que fue el valor digitado en el umbral de tensión de falla). Para que el algoritmo que realiza el diagnóstico de fallas según tensiones se ejecute, al menos una tensión debe disminuir en un porcentaje mayor o igual al umbral de tensión de falla digitado. El diagnóstico según corrientes [MFCG05] (basado en el cálculo de la corriente de secuencia cero) muestra que se trata de una falla trifásica. En la columna DI % se observa que todos los cambios en corriente son superiores al 100 % (que fue el valor digitado en el umbral de corriente de falla). En este caso en el que los diagnósticos no coinciden, la simulación del estado de falla ayudará a aclarar que tipo de falla se presentó. En el anexo D se presenta los diagramas de flujo correspondientes a los diagnósticos de tensión y corriente.

Para iniciar con las simulaciones se obtiene el estado de prefalla al seleccionar la opción *Simular Prefalla* en la pantalla 1. Como se mostró en el ejemplo, al utilizar un factor de carga del 38 % se obtuvieron señales bastante similares, lo cual se puede evidenciar de la siguiente forma:

- Proporciones cercanas a 1 entre los valores de tensión simulados y medidos para cada fase.
- Proporciones cercanas a 1 entre los valores de corriente simulados y medi-

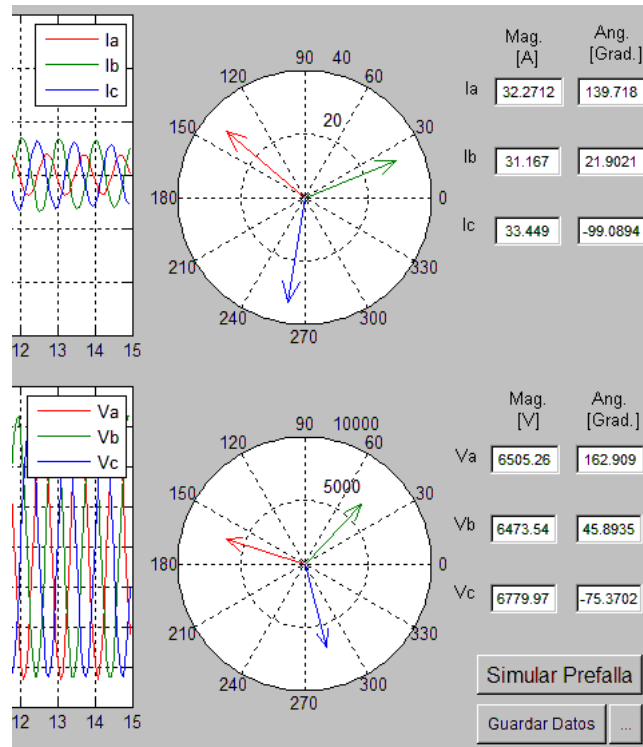


FIGURA 5.6.: Polaridad y Secuencia Registro Consulados.

dos para cada fase.

- Factores de correlación entre lo simulado y lo medido de las señales de tensión y corriente cercanos a 1, lo cual indica que la fase y la forma de las ondas son semejantes.

Para aclarar el tipo de falla que se presentó, se efectuó la simulación del estado de falla seleccionando la opción *Sim. Fallas*. Las pruebas se efectuaron inicialmente con los valores de resistencia del *Panel de Datos* de la pantalla 1 del ejemplo. Como se observó, las proporciones y los factores de correlación entre lo simulado y lo medido son menos cercanas a 1 para las corrientes que para las tensiones, lo cual se puede ajustar mediante la modificación de los valores de resistencia de falla de cada fase. Al incluir 30 Ohm, 14 Ohm y 12 Ohm en las resistencias de las fases “a”, “b” y “c”, respectivamente, se ajustaron las corrientes (ver figura 5.7). A partir de la simulación, se observó que al incluir las resistencias de fallas, las corrientes simuladas en cada fase se incrementan de la misma forma como sucedió con las corrientes medidas, mientras que las tensiones no presentan cambios significativos, coincidiendo también con lo medido. Con base en lo anterior, se concluyó que sí se trata de una falla trifásica y que no se presentan mayores cambios en la tensión porque la falla ocurrió en un nodo lejano de la cabecera.

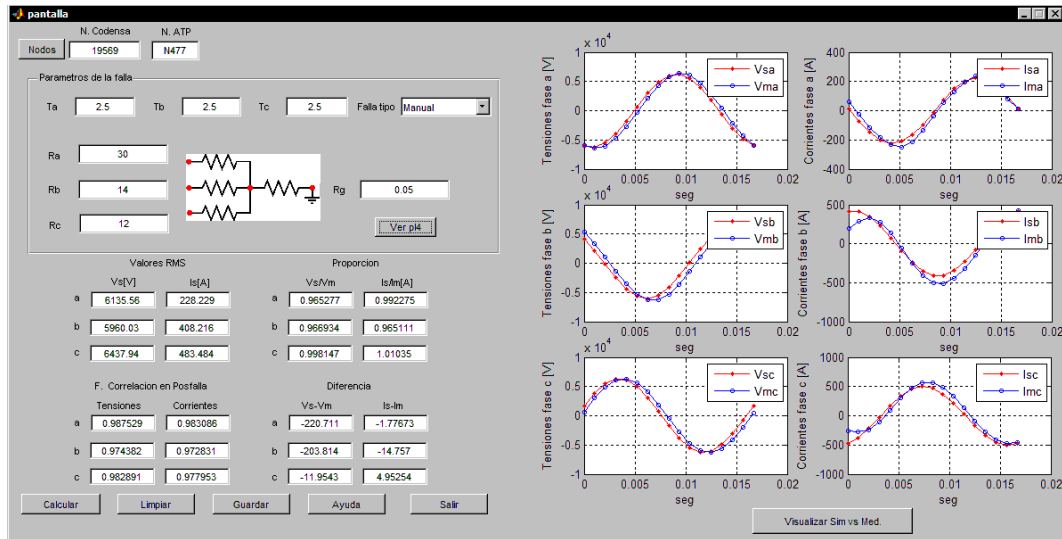


FIGURA 5.7.: Segunda simulación en falla circuito Consulados.

5.4.2. Circuito Albán

El segundo caso se realizó para un registro con 18 eventos correspondientes al circuito Albán, el cual presenta tensiones desbalanceadas y una tensión nominal de 34,5 kV. Para este registro, se analizó el evento 5, considerando el ciclo 2 para el estado de prefalla y el ciclo 6 para el estado de falla. Al seleccionar la opción *prefalla* en el panel de Fasores de la pantalla 1 (ver figura 5.8), los diagramas fasoriales de corriente y tensión muestran una secuencia positiva, pero se evidencia un problema de polaridad, dado que las corrientes se desfasan de las tensiones en ángulos de más de 90° . Al observar los fasores, se encontró que si las corrientes se desfasaran 180° de su posición original, estarían desfasadas de las tensiones en un ángulo razonable (atrasadas menos de 90°), lo cual permite concluir que todos los medidores están invertidos. En el Panel de Datos, se observan los diagnósticos del tipo de falla que ocurrió. En este caso, los diagnósticos no concuerdan porque el diagnóstico según tensiones muestra una falla bifásica en las fases “B” y “C” y el diagnóstico según corrientes muestra una falla monofásica en la fase “c”. Se procedió a realizar las simulaciones para lograr establecer un diagnóstico más certero sobre el tipo de falla ocurrido. Es importante mencionar, que se pueden encontrar algunas inconsistencias en las simulaciones debido al problema de polaridad.

Al efectuar la simulación en prefalla (pantalla 2) se ajustó el factor de carga hasta un 33% para obtener señales cercanas en forma a las señales medidas. Sin embargo, como se observa en las figuras 5.9 y 5.10, las señales de corriente medidas y simuladas se encuentran en contrafase, como resultado del problema de

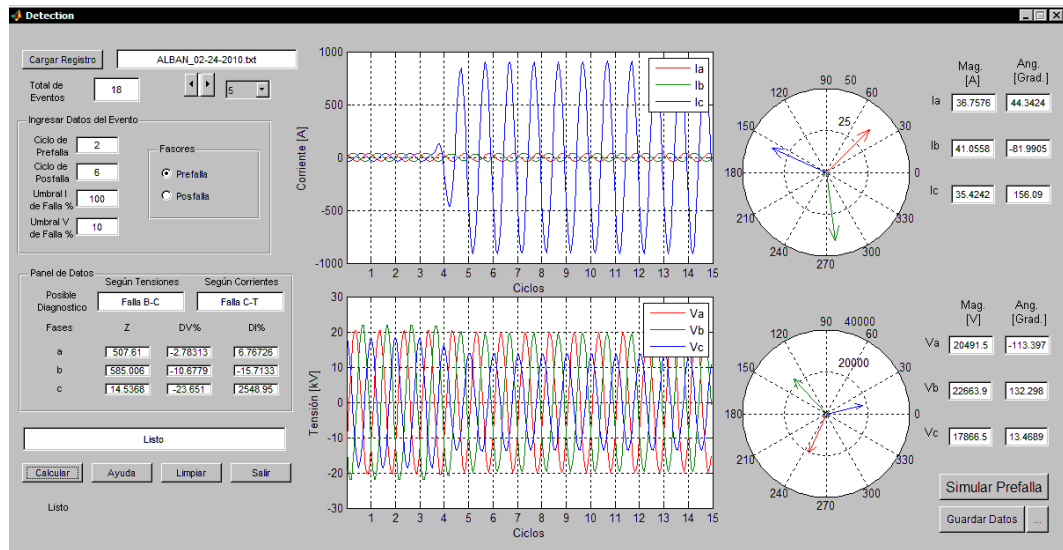


FIGURA 5.8.: Registro circuito Albán.

polaridad mencionado anteriormente. Lo anterior, se evidencia también mediante los factores de correlación entre las corrientes simuladas y medidas, los cuales son cercanos a -1. En las figuras 5.11 y 5.12 se observa que al realizar la simulación en falla, las señales de corriente simuladas y medidas se encuentran también en contrafase. Al corregir la polaridad de las corrientes¹, se obtuvieron, en la simulación de falla, señales simuladas similares a las señales medidas, mediante la aplicación de 3000 Ohm, 1E100 Ohm y 14,5 Ohm en la rama de resistencia de fallas en el nodo N152 (véase figura 5.13). A partir de la simulación, se observó que al incluir las resistencias de fallas, las corrientes simuladas en las fases “a” y “b” no varían significativamente, coincidiendo con lo medido, mientras que la corriente simulada en la fase “c” se incrementa de la misma forma como sucedió con la corriente medida en dicha fase. Con base en lo anterior, se tiene que hay dos resistencias que drenan corrientes a tierra, pero solo una incrementa la corriente a niveles de falla, por lo cual se concluye que se trata de una falla monofásica en la fase “c”.

¹Esto se hace internamente en el código del programa al invertir las variables de las corrientes.

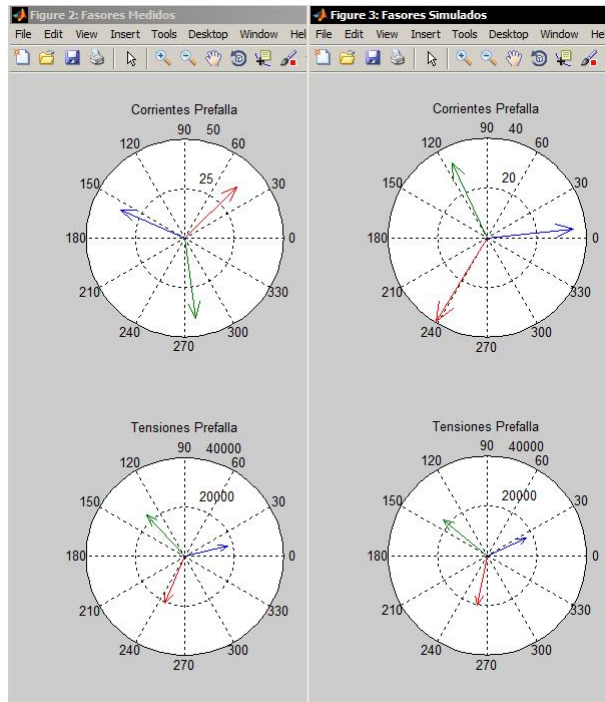


FIGURA 5.9.: Polaridad anormal en las corrientes medidas.

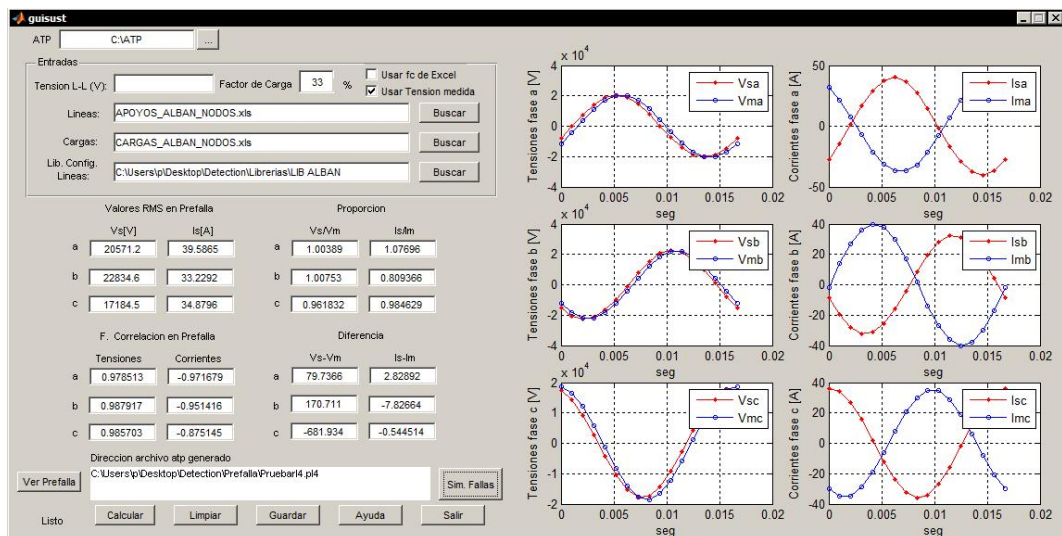


FIGURA 5.10.: Interfaz de Prefalla circuito Albán.

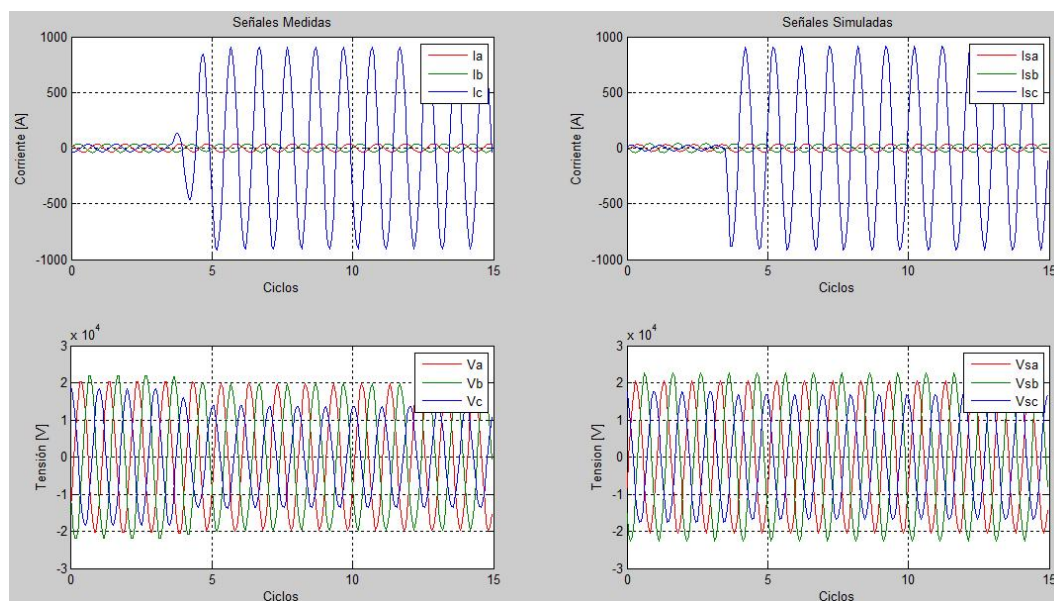


FIGURA 5.11.: Señales Medidas y Simuladas circuito Albán.

5.4.3. Circuito Meissen

El tercer caso se realizó para un registro con 1 evento correspondientes al circuito Meissen, el cual presenta tensiones balanceadas y una tensión nominal de 11,4 kV. Para este registro, se consideró el ciclo 1 para el estado de prefalla y el ciclo 6 para el estado de falla. Al seleccionar la opción prefalla en el panel de Fasores de la pantalla 1, los diagramas fasoriales de corriente y tensión muestran una secuencia negativa (ver figura 5.14). Se podría pensar de entrada que se trata de un problema de polaridad porque los desfases entre tensión y corriente son superiores a 90° en las fases “a” y “c”, pero la fase “b” presenta un desfase normal, lo cual evidencia un problema de secuencia en las tensiones. Como las tensiones siguen una secuencia negativa y las corrientes no, se concluyó que el medidor de la fase “a” está midiendo lo correspondiente a la fase “c” y viceversa, lo cual haría que el diagnóstico según corrientes arrojara un resultado más consistente. Al corregir el problema de secuencia² y cargar de nuevo el registro, se observó que el diagnóstico según corrientes permaneció igual, mientras que el diagnóstico según tensiones indicó una falla monofásica en la fase “c” en lugar de la falla monofásica en la fase “a” observada para los datos sin ajustes (ver figura 5.15). Además, la información sobre la variación de las tensiones y corrientes en cada una de las fases observada la pantalla 1, permite intuir que se trata de una falla bifásica en las fases “b” y “c” por el incremento de las corrientes y la disminución

² Esto se hace internamente en el código del programa intercambiando las variables referentes a las fases “a” y “c”.

de las tensiones que se presentó en estas fases. Sin embargo, se procedió a realizar la simulación para obtener conclusiones más precisas.

Al efectuar la simulación en prefalla (pantalla 2) se ajustó el factor de carga hasta un 41 % para obtener señales similares a las medidas. Como se observa en la figura 5.16, con el ajuste de los datos, las corrientes simuladas y medidas son bastante similares, lo cual se evidencia de la siguiente forma:

- Proporciones cercanas a 1 entre los valores de tensión simulados y medidos para cada fase.
- Proporciones cercanas a 1 entre los valores de corriente simulados y medidos para cada fase.
- Factores de correlación entre lo simulado y lo medido de las señales de tensión y corriente cercanos a 1, lo cual indica que la fase y la forma de las ondas son semejantes.

Para aclarar el tipo de falla que se presentó, se efectuó la simulación del estado de falla seleccionando la opción *Sim. Fallas*. Las pruebas se efectuaron inicialmente utilizando para el nodo N015 los valores de resistencia del Panel de Datos de la pantalla 1 ($R_a=170\ \text{Ohm}$, $R_b=0,001\ \text{Ohm}$, $R_c=0,001\ \text{Ohm}$ y $R_g=0,0005\ \text{Ohm}$). Como se puede observar en la figura 5.17, se obtuvieron resultados muy precisos en corriente pero no en tensión, dado que las proporciones entre lo simulado y lo medido para las corrientes son cercanas a 1 mientras que dichas proporciones para las tensiones en las fases "b" y "c" tienen valores de 0,67 y 0,77 respectivamente. Al aumentar drásticamente la resistencia a tierra ($R_g=1E12$), se observó que la proporción entre la tensión simulada y medida en la fase "c", mejoró significativamente, incrementándose a valores cercanos a 1, mientras que la misma proporción para la fase "b" no cambio de manera significativa (ver figura 5.18). Al aumentar el valor de R_b , la proporción entre la corriente simulada y medida en la fase "b" se aleja significativamente de 1, sin obtener mejoras importantes en la tensión. De acuerdo con lo observado en los resultados finales de la interfaz, se puede argumentar que el evento analizado corresponde a una falla bifásica entre las fases "b" y "c".

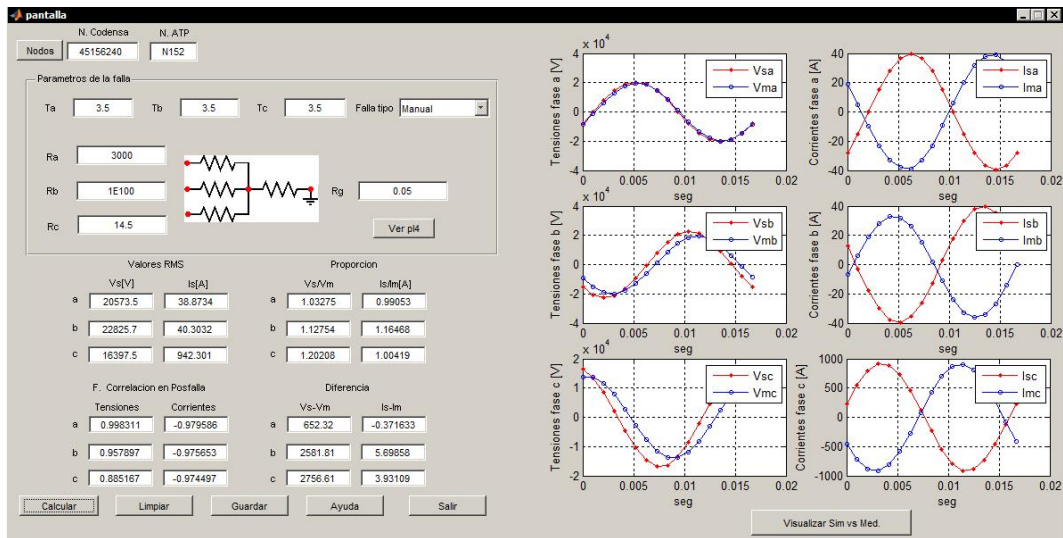


FIGURA 5.12.: Interfaz Simulación falla-Circuito Albán.

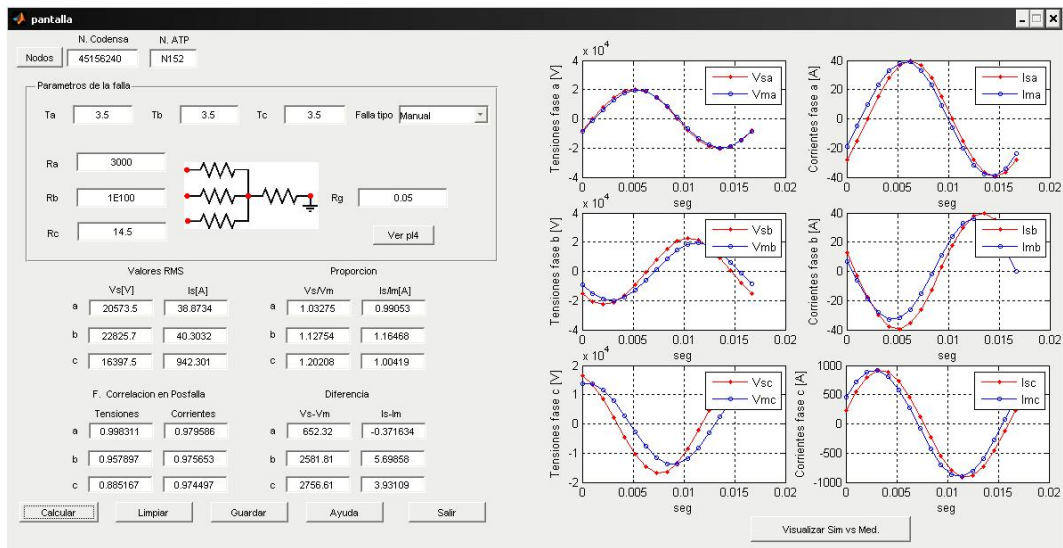


FIGURA 5.13.: Simulación falla-Circuito Albán con polaridad corregida en corrientes

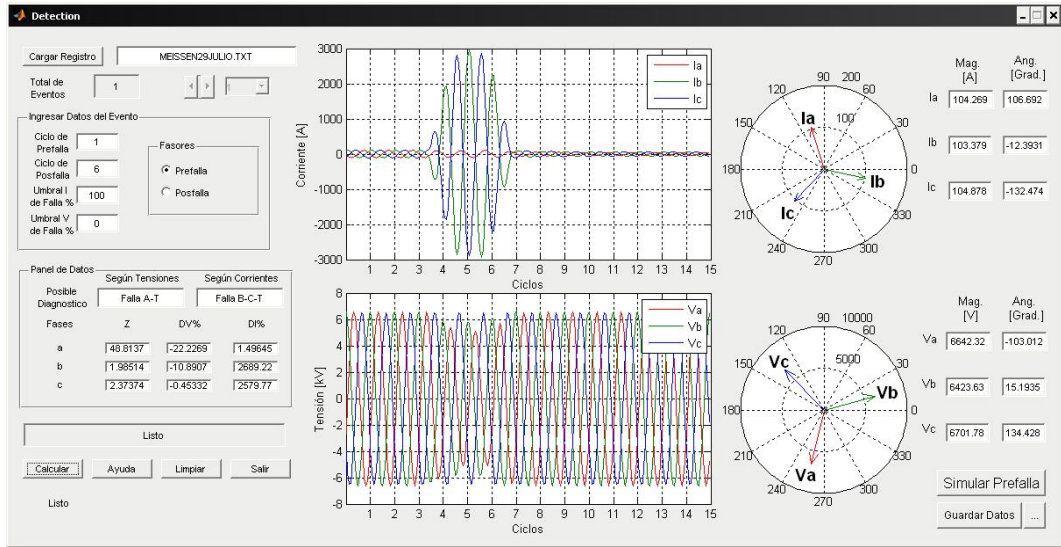


FIGURA 5.14.: Registro Circuito Meissen, secuencia negativa en tensiones.

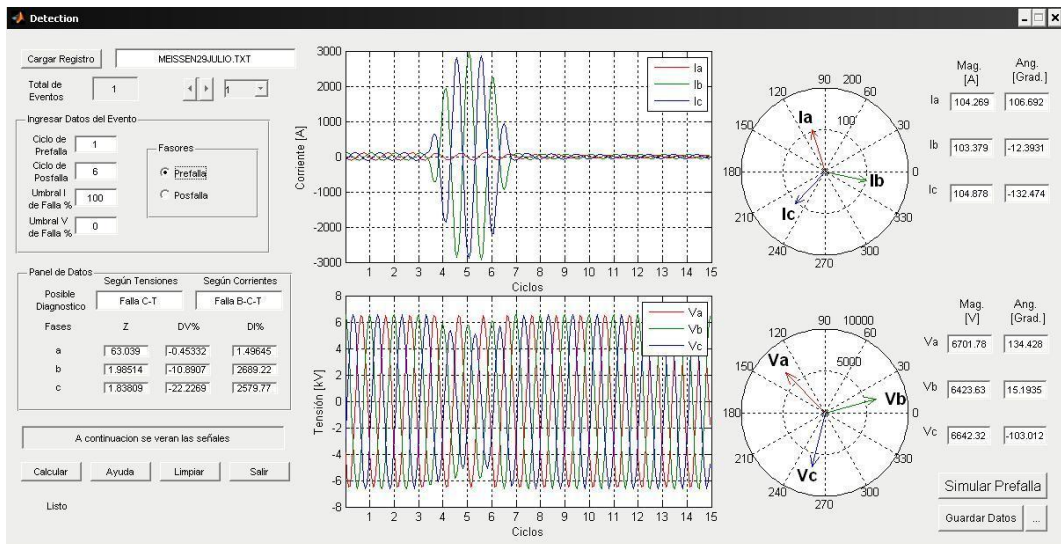


FIGURA 5.15.: Registro Circuito Meissen, secuencia positiva en tensiones.

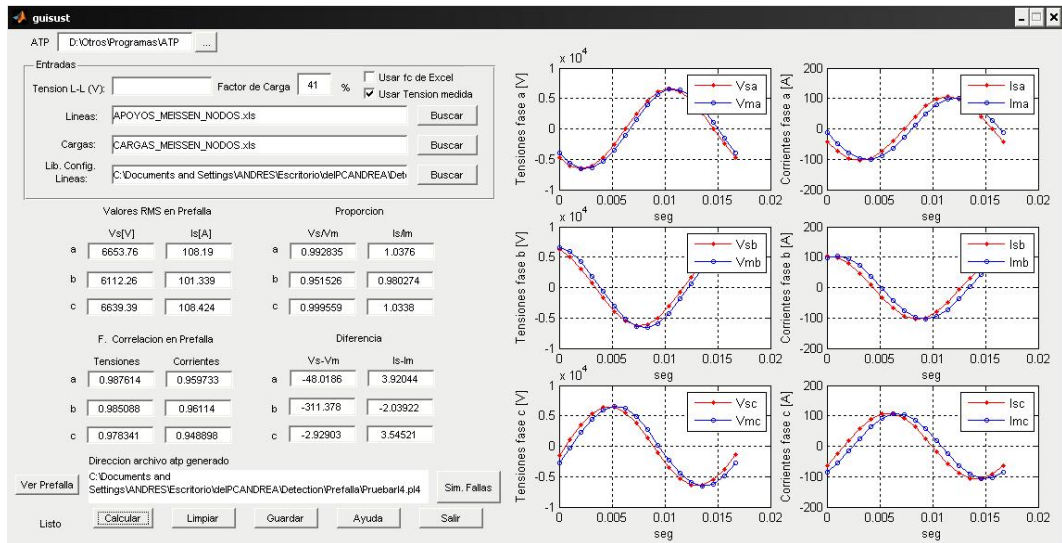


FIGURA 5.16.: Simulación Prefalla Circuito Meissen.

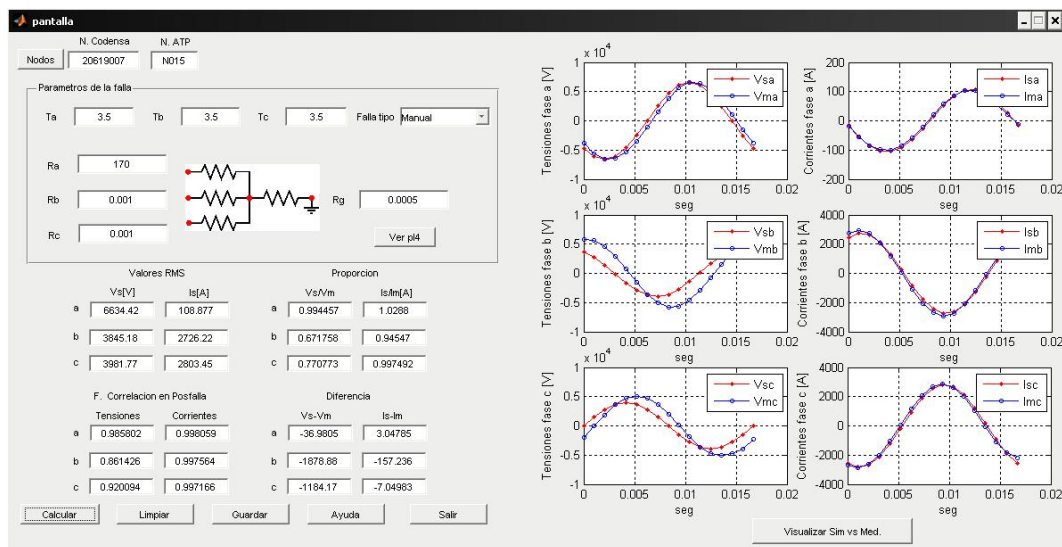


FIGURA 5.17.: Caso 1, simulación falla Circuito Meissen.

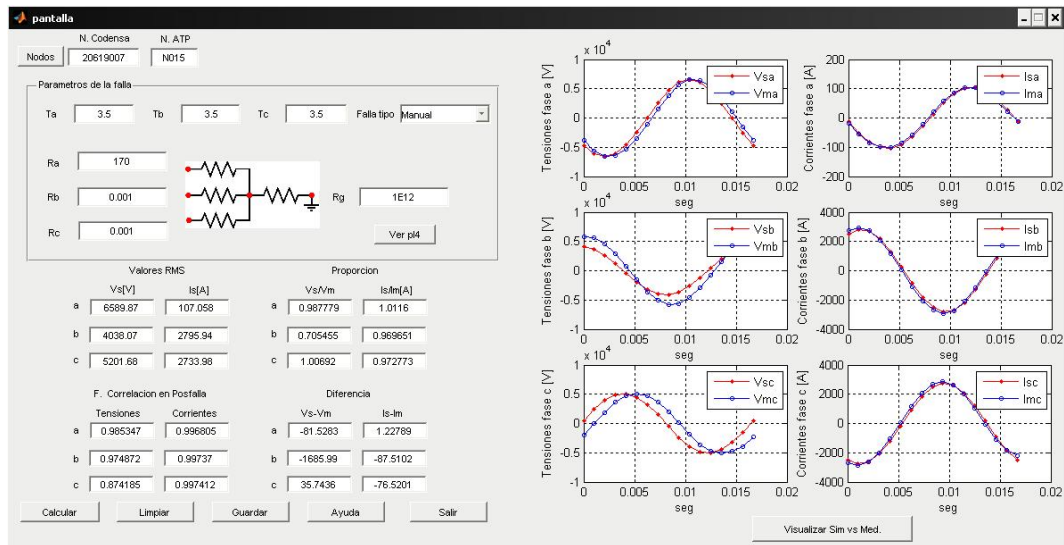


FIGURA 5.18.: Caso 2, simulación falla Circuito Meissen.

5.4.4. Observaciones sobre los resultados

En general, mediante el análisis de todos los eventos simulados, se encontró lo siguiente:

- Los diagramas fasoriales son de gran utilidad para observar diferencias entre lo medido y lo simulado y a su vez, detectar problemas de secuencia y polaridad en los datos de entrada.
- A pesar de haber utilizado el mismo factor de carga para todas las cargas, no se presentaron diferencias significativas entre lo simulado y lo medido.
- La impedancia calculada en la primera pantalla, se puede utilizar como punto de partida para determinar los valores de las resistencias de la rama de fallas utilizados en la simulación del estado de falla.
- Los indicadores de aumento o disminución de corriente y tensión junto con las proporciones y correlaciones entre lo medido y lo simulado obtenidas en las simulaciones, son cruciales para validar los diagnósticos del tipo de falla encontrados según los criterios de tensión y corriente.

6. Conclusiones y Trabajos futuros

6.1. Conclusiones

- Este proyecto permitió adquirir destreza en la programación y desarrollo de “software” con Matlab. Permitted conocer y estudiar la problemática que se presenta en la localización de fallas en un sistema de distribución.
- Con el fin de tener una precisa localización de fallas se debe contar con el modelado adecuado del circuito, datos de medida consistentes y el respectivo algoritmo de localización. A partir de esto surge el desarrollo de este trabajo, que se centra en validar los datos de medida, con la intención de confirmar que dicha información esta en condiciones para ser empleada en las tareas que una herramienta de la localización de fallas necesita.
- La validación de los datos permitió analizar el comportamiento de los fasores de tensión y corriente, detectando, mediante la observación de la polaridad y secuencia de los fasores, errores en las conexiones de los medidores de Codensa S.A. ESP.
- Se logra tener un mejor entendimiento de los datos de tensión y corriente con la herramienta “software” al visualizarlos de manera oscilográfica y fasorial, al mostrar claramente los estados de prefalla y falla.
- La herramienta “software” genera señales simuladas a partir del modelamiento del circuito con el fin de contrastarlas con las señales medidas y hacer pruebas de cortocircuito.
- Para el uso correcto de la herramienta de validación diseñada, se debe previamente unificar los formatos de presentación de los datos suministrados por los relés, en caso de tener formatos distintos se deben ajustar al formato trabajado en este proyecto. Éstos últimos, que hacen referencia al muestreo de las señales, no siempre cuentan con la cantidad de muestras requerida por la herramienta (16 muestras por ciclo). Por lo anterior, se incorporó en la herramienta un algoritmo interpolador para generar las muestras faltantes.

- El procedimiento de validación de datos y la selección de series de datos, permite realizar de manera rápida el cargue, la lectura y el análisis de los archivos con la información de las fallas y las características del circuito. De igual forma, la herramienta diseñada permite realizar de manera automática la caracterización de los datos, entregar diagnósticos sobre las fallas (basados en criterios que tienen en cuenta las mediciones de tensión y las mediciones de corriente) y realizar simulaciones de los estados de prefalla y falla.
- La herramienta entrega dos diagnósticos de falla basados en los estados de prefalla y falla analizados, uno es basado en las mediciones de las tensiones y otro es basado en las mediciones de las corrientes. Se encontró que los resultados del diagnostico basados en corrientes, coincidían en más ocasiones con las pruebas de cortocircuito realizadas en la ultima interfaz de la herramienta “software” que con el diagnostico basado en las tensiones, ya que este último se diseñó para la detección de huecos de tensión, y en varios de los registros analizados se tenían fallas muy distantes en las que las variaciones de tensión no eran significativas, mientras que las variaciones en corriente eran más notorias.
- Es importante mencionar que el estudio realizado en [IG10] y los trabajos que se realizaron sobre la validación del modelado de los circuitos en [JSPA10], obligaron a corregir el modelado que se tenía de algunas líneas aéreas, debido a que presentaban una configuración diferente con conductores enchaquetados, denominada red compacta.
- En este proyecto la simulación, el análisis y la validación obligó el ajuste de las conexiones erradas que tenían en Codensa S.A. ESP en cuanto a los elementos de medición y relés.
- Las señales de falla de tensión y corriente pierden sus rasgos típicos cuando son medidas a través de un transformador con conexión delta-estrella. Las fallas monofásicas tienden a parecer bifásicas y las fallas bifásicas tienden a parecer monofásicas. Una falla en el primario del transformador puede ser vista como un corte de energía cuando la medición se hace en el secundario del transformador, ya que la energía se está drenando en el lado fallado. El comportamiento anterior, se presentó para todos los tipos de conexión analizados (Dy5 y Dy7).
- La definición de los criterios de alta impedancia para los diferentes circuitos

analizados permite determinar, mediante los cambios de tensión y corriente y los intervalos definidos, si existe una falla de alta impedancia que se está confundiendo con una carga del sistema, por lo cual, se puede utilizar como complemento de los diagnósticos de fallas encontrados a partir de la herramienta de validación de datos.

6.2. Aportes

- Se diseñó una herramienta “software”, con un entorno que permite evaluar la situación presentada y tomar una decisión sobre que esta ocurriendo, en cuanto a las mediciones y el tipo de falla.
- Mediante la metodología de validación diseñada, se puede determinar un grado de confiabilidad de los datos que posteriormente serán utilizados en una herramienta de localización de fallas.
- Se hizo un análisis en tres circuitos de diferentes características para establecer criterios de alta impedancia, analizando los cambios de tensión y corriente a medida que se alejaba la falla de la cabecera del circuito, esto con el fin de que las fallas de este tipo no sean confundidas con una carga del sistema.

6.3. Trabajos Futuros

- El estudio de fallas de la herramienta se diseño para introducir impedancias de fallas resistivas, por lo cual se podría adecuar para incluir impedancias con componentes inductivos y capacitivos.
- La herramienta diseñada trabaja con fallas a un mismo nivel de tensión, y no para fallas relativas. Se puede agregar una metodología que se aplique a los casos con transformadores delta-estrella, de tal manera que se logre precisar el tipo de falla que realmente se esta presentando.
- Las metodologías de diagnóstico de tipo de falla utilizadas en la herramienta no tienen en cuenta criterios de alta impedancia para identificar éste tipo fallas. Por lo tanto, se podrían incorporar en dichas metodologías de diagnóstico, diferentes criterios que permitan establecer cuándo se está presentando una falla de alta impedancia, a partir de los cambios máximos y

mínimos de las tensiones y las corrientes de falla respecto a sus valores de prefalla, que se pueden encontrar en cada uno de los circuitos.

Referencias Bibliográficas

- [AS90] M.M. Adibi and J.P. Stovall. On estimation of uncertainties in analog measurements [of power systems]. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 5(4):1222–1230, Nov 1990.
- [BN06] Victor Augusto Barrera-Nuñez. Sistemas de distribución: Metodología para la localización de fallas mediante la aplicación de inteligencia artificial. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander., 2006.
- [CA06] Jorge Andrés Cormane-Angarita. Modelo estadístico para la localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica. Master's thesis, Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander., 2006.
- [CC90] Gilberto Carrillo-Caicedo. *Fundamentos de Protecciones*. 1990.
- [DAS98] RATAN DAS. Determining the locations of faults in distribution systems. *Doctoral disertation, University of Saskatchewan Saskatoon*, 1998.
- [dUdE02] CAUE-Comité Argentino de Usuarios del EMTP / ATP. *ATP Rule Book*, volume LINEAR BRANCH CARDS (LEC) A, B, C. 2002.
- [ED02] L. Eren and M.J. Devaney. Instrument transformer error compensation in fourier based power metering. In *Instrumentation and Measurement Technology Conference, 2002. IMTC/2002. Proceedings of the 19th IEEE [ED02]*, pages 1467–1470 vol.2.
- [E.S00] CODENSA S.A. E.S.P. *Normas técnicas de construcción*, CODENSA S.A. E.S.P., volume NC Cables Subterráneos. 2000.
- [E.S02] CODENSA S.A. E.S.P. Caracterización de la demanda de los diferentes sectores socioeconómicos. 2002.
- [E.S04] CODENSA S.A. E.S.P. *Normas de construcción redes aéreas urbanas de distribución*, volume 1 LA 450 Generalidades red compacta. 2004.

- [FSMG10] CARLOS-DAVID FERREIRA-SEQUEDA and SERGIO-ANDRÉS MARTÍNEZ-GUTIÉRREZ. *LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA: EVALUACIÓN DE ALGORITMOS*. Trabajo de grado dirigido por Gilberto Carrillo Caicedo. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander, 2010.
- [GCP⁺09] F.A.S. Goncalves, C.A. Canesin, J.O.P. Pinto, L. Galotto, and R.B. Godoy. Modeling approach based on experimental results for prediction of measurement errors in energy meters. In *Power Electronics Conference, 2009. COBEP '09. Brazilian* [GCP⁺09], pages 1255–1261.
- [Gue09] D Guerrero. Análisis de esquemas de teleprotección en líneas de alta tensión. Master's thesis, Tesis Pregrado Universidad Pontificia Bolivariana, 2009.
- [IG10] ICE3 and GISEL. *Desarrollo de estrategias para mejorar la continuidad del servicio de energía eléctrica a partir la localización fallas en sistemas de distribución. Reporte Tecnico Agosto 2010*. Grupo de Investigación en Calidad de Energía Eléctrica y Estabilidad de la Universidad Tecnológica de Pereira (UTP). Grupo de Investigación en Sistemas Eléctricos de la Universidad Industrial de Santander (UIS), 2010.
- [JGBS09] Jorge Jagua-Gualdrón and Jairo Blanco-Solano. *Metodología para el diagnóstico de la causa de huecos de tensión: analisis de fallas*. Trabajo de grado dirigido por Liliana P. Jaimes. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander, 2009.
- [JSPA10] SERGIO JOYA-SUÁREZ and ALEXANDER PACHECO-ARTEAGA. *VALIDACIÓN DE LOS MODELOS DE LÍNEAS EMPLEADOS EN LA SIMULACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA*. Trabajo de grado dirigido por Hermann Raúl Vargas Torres. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander, 2010.
- [LK07] Yuan Liao and M. Kezunovic. Optimal estimate of transmission line fault location considering measurement errors. In *Power Delivery, IEEE Transactions on* [LK07], pages 1335–1341.

- [LR07] Luis Enrique Lopez-Ruiz. Localización de fallas: Herramienta de clasificación basada en mezclas finitas. Master's thesis, Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander, 2007.
- [Mar03] F Marcel. Modeling, detection, and localization of high-impedance faults in low-voltage distribution feeders. Master's thesis, Virginia Tech Polytechnic Institute, 2003.
- [MEGR05] Germán Andrés Morales-España and Alvaro Gómez-Ruíz. *Estudio e implementación de una herramienta basada en máquinas de soporte vectorial aplicada a la localización de fallas en sistemas de distribución*. Trabajo de grado dirigido por Hermann Raúl Vargas y Juan Carlos Rodríguez Suárez. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander, 2005.
- [MF07] Juan Jose Mora-Flórez. *Localización de Faltas en sistemas de distribución de energía eléctrica usando métodos basados en el modelo y métodos basados en el conocimiento*. Universitat de Girona, 2007.
- [MFCG05] Juan José Mora-Flórez, César Augusto Cortés, and Jorge Hernán Gutiérrez. Técnica de localización de fallas para un sistema de potencia radial, con cargas laterales desequilibradas y circuitos no homogéneos. *Universidad Tecnológica de Pereira Colombia*, XI:13–18, 2005.
- [Qui10] E Quintero. Desarrollo de un modelo para la localización de fallas en sistemas de transmisión de energía eléctrica utilizando técnicas de inteligencia artificial. Master's thesis, Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín, 2010.
- [REMG06] Cesar Augusto Rojas-Espinosa and Juan Carlos Martínez-Gutiérrez. Localización de fallas: Clasificación de huecos de tensión en sistemas de distribución utilizando la técnica lamda. 2006.
- [RS06] Juan Carlos Rodríguez-Suárez. Detección y localización de fallas en los sistemas de energía mediante la técnica maquinas de soporte vectorial (svm). Master's thesis, Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander., 2006.
- [SEL00a] SEL. Sel-351-5, -6, -7 protection system optimize protection, automation, and breaker control. 2000.

- [SEL00b] SEL-351. Protection system. 2000.
- [SSST06] Marco Fidel Suárez-Sanchez and Edwin Salamanca-Torres. Localización de fallas: Reconocimiento estadístico de patrones. Master's thesis, Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander., 2006.
- [ZXBZ04] D. Zhang, W. Xu, Y. Bi, and J. Zhao. Impact of interharmonics on the measurement error of ac sampling. In *Power System Technology, 2004. PowerCon 2004. 2004 International Conference on [ZXBZ04]*, pages 1752–1756 Vol.2.

Anexos

A. Circuitos de distribución de prueba

Para efectos de simulaciones se trabajo con los circuitos Albán, Meissen, Consulados y Sask Power [[DAS98](#)].

A.1. Circuito Albán

Este circuito alimenta una carga predominantemente residencial al final del circuito; el resto de cargas son del tipo industrial. Tiene un tramo desenergizado, el cuál sirve como respaldo para energizar algunas de las cargas en caso de falla. El circuito está situado en un área que es predominantemente plana, sólo con una serie de zonas montañosas. Consta de 332 tramos de líneas trifásicas trifilares con conductor 266,8 ACSR desnudo, y 6 configuraciones diferentes (Figuras A.1 a A.6). Las configuraciones observadas en este circuito son:

- Configuración Triangular asimétrica 1:

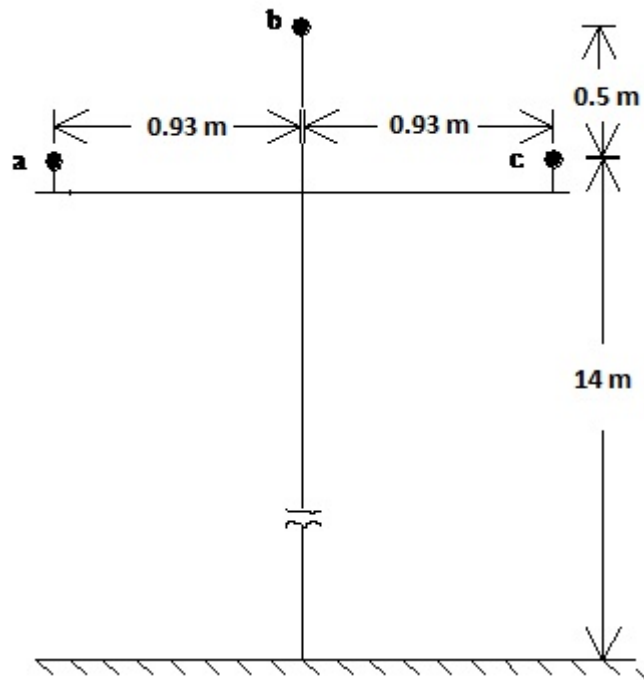


FIGURA A.1.: Configuración de línea Triangular asimétrica 1.

■ Configuración de línea Triangular asimétrica 2:

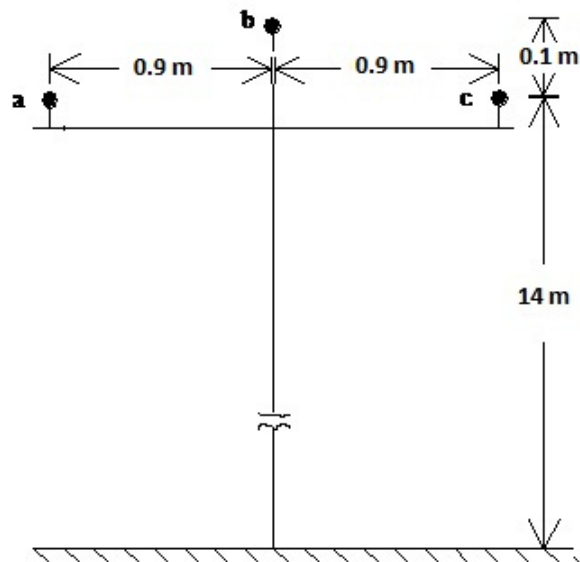


FIGURA A.2.: Configuración de línea Triangular asimétrica 2.

■ Configuración de línea vertical:

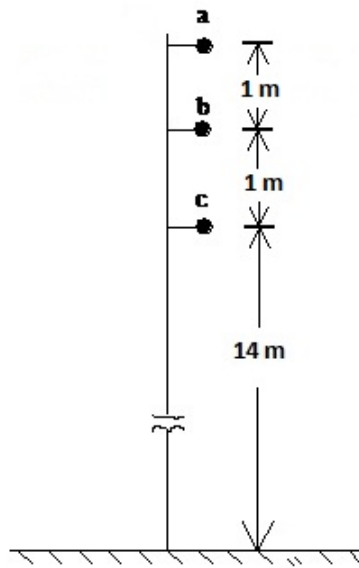


FIGURA A.3.: Configuración de línea vertical.

■ Configuración horizontal suspensión dos estructuras:

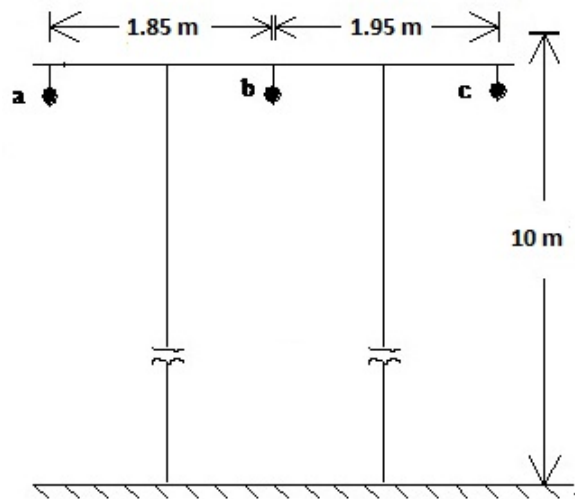


FIGURA A.4.: Configuración de línea horizontal suspensión dos estructuras.

■ Configuración horizontal de paso dos estructuras:

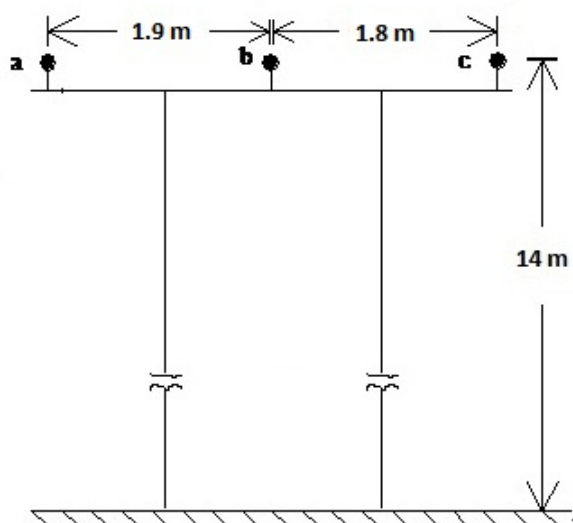


FIGURA A.5.: Configuración de línea horizontal de paso dos estructuras.

■ Configuración horizontal de paso tres estructuras:

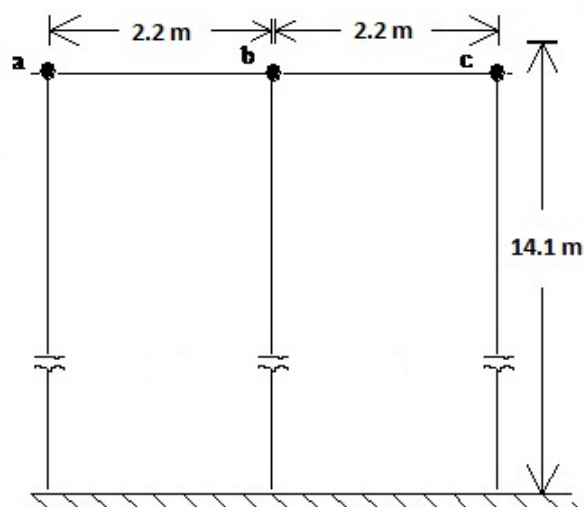


FIGURA A.6.: Configuración de línea horizontal de paso tres estructuras.

Además de las líneas mencionadas, el circuito tiene cuatro tramos de red compacta con conductor de aluminio con cubierta aislante y dos capas internas de polietileno calibre 266, y un pequeño tramo de 250 metros de red subterránea con conductor trifásico calibre 2/0 XLPE a la salida de la subestación.

El circuito además cuenta con las siguientes cargas:

- Carga trifásica conectada en delta a los 14 km del circuito con potencia $S=161,732$ kVA y factor de potencia $F_p=0,92$.

- Carga trifásica conectada en delta a los 14 km del circuito con potencia $S=664,278$ kVA y factor de potencia $F_p=0,91$.
- Carga trifásica conectada en delta a los 16 km del circuito (Cruce) con potencia $S=486,276$ kVA y factor de potencia $F_p=0,71$.
- Carga trifásica conectada en delta 2 km antes del final (ramal izquierdo, ver Figura A.7) del circuito con potencia $S=142,898$ kVA y factor de potencia $F_p=0,8$.
- Carga trifásica conectada en delta al final del circuito (ramal izquierdo, ver Figura A.7) con potencia $S=122,587$ kVA y factor de potencia $F_p=0,92$.
- Carga trifásica conectada en delta al final del circuito (ramal izquierdo, ver Figura A.7) con potencia $S=131,846$ kVA y factor de potencia $F_p=0,92$.
- Carga trifásica conectada en delta al final del circuito (ramal izquierdo, ver Figura A.7) con potencia $S=5000,023$ kVA y factor de potencia $F_p=0,95$.

La topología del circuito se puede observar en la Figura A.7.

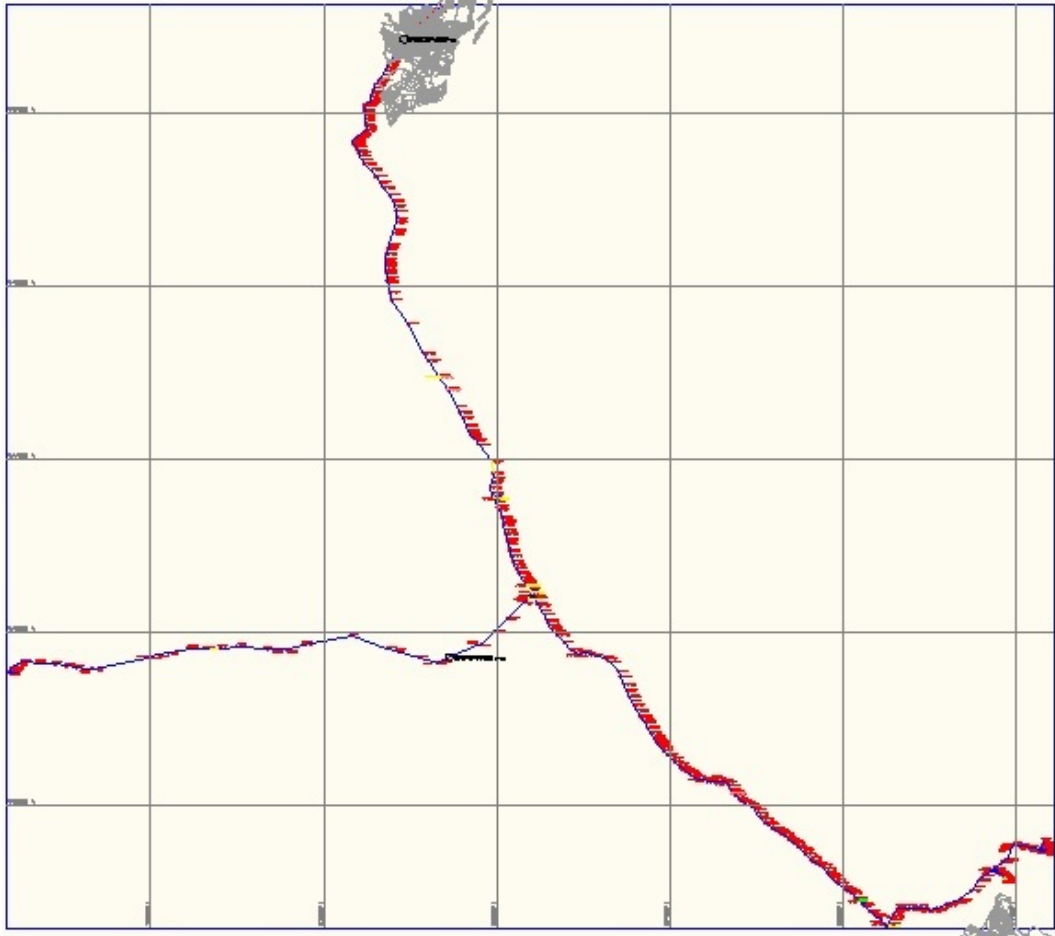


FIGURA A.7.: Circuito de distribución Albán.

A.2. Circuito Meissen

Se trata de un circuito de distribución urbano ubicado en una zona bastante plana. Consta de 50 cargas trifásicas conectadas en delta, con un factor de carga que está entre 0,92 y 0,95, consta también de 88 tramos de líneas trifásicas trifilares con conductores 2/0 ACSR y 4/0 ACSR, en las cuales se cuenta con 3 configuraciones diferentes, las cuales se muestran en las Figuras A.8 a A.10 y cuyas distancias están dadas en metros (m).

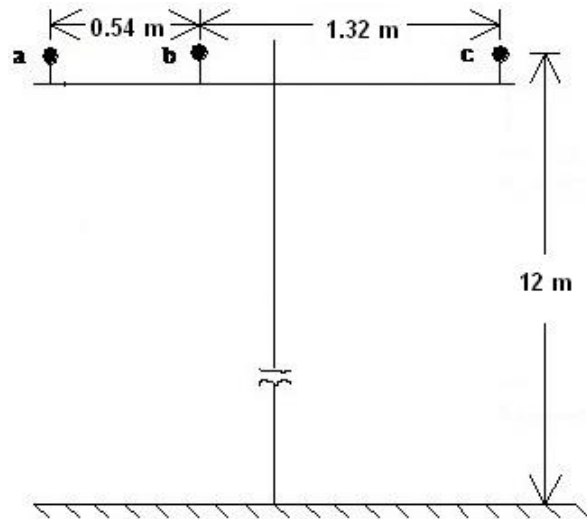


FIGURA A.8.: Configuración de línea horizontal de paso.

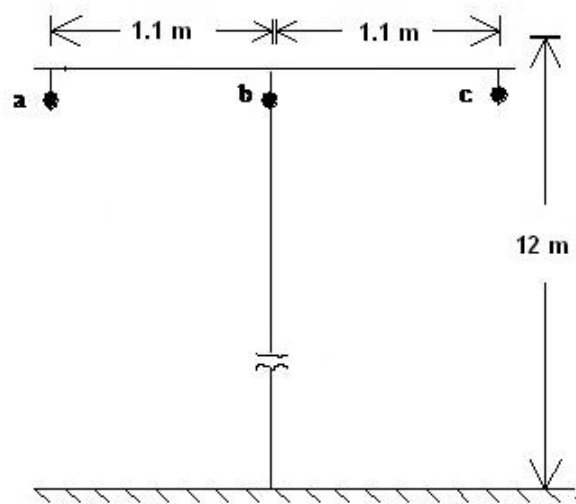


FIGURA A.9.: Configuración de línea horizontal en suspensión.

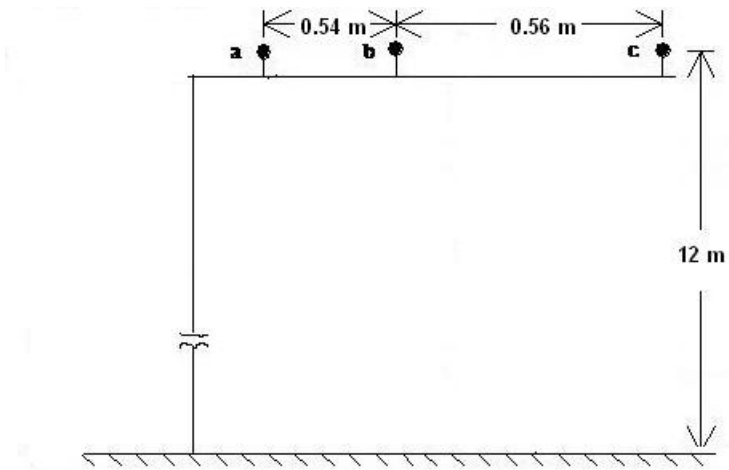


FIGURA A.10.: Configuración de línea horizontal en bandera.

Además, el circuito consta de dos tramos de red subterránea, uno ubicado a la salida de la subestación y otro en el centro del circuito, ambos tramos con conductor calibre 4/0 XLPE.

La topología del circuito se puede observar en la Figura A.11.

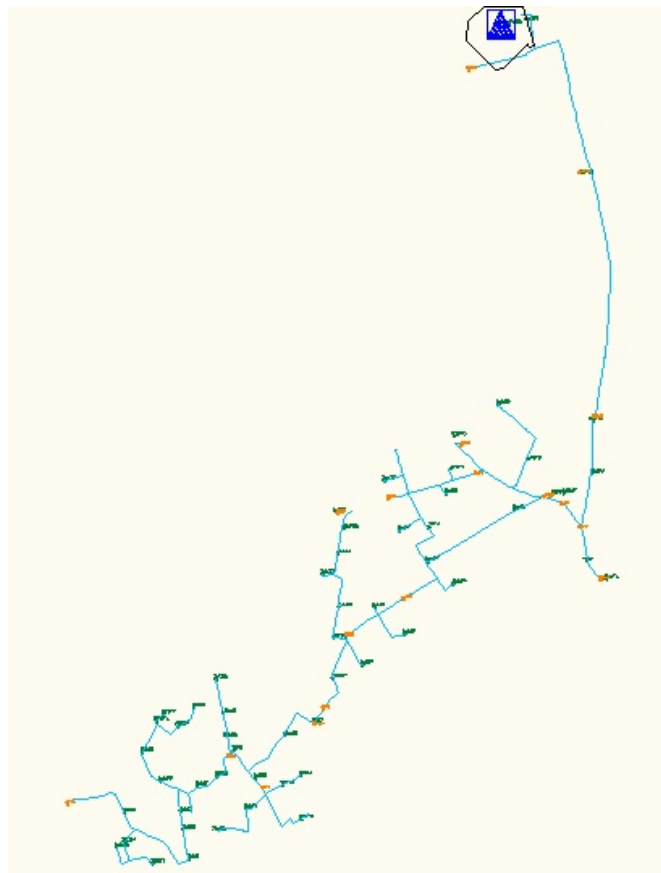


FIGURA A.11.: Circuito de distribución Meissen.

A.3. Circuito Consulados

Es un circuito de distribución urbano y está ubicado en una zona bastante plana. Consta de 107 cargas en su mayoría residenciales y 516 tramos de líneas trifásicas trifilares con conductores 2/0 ACSR, 4/0 ACSR y conductores 300 CU MCM XLPE, se cuenta con 13 configuraciones aéreas (LA 202, LA 209, LA 211, LA 212, LA 213, LA 218, LA 220, LA 221, LA 228, LA 306, LA 501, LA 504 y LAR 215) y 11 configuraciones subterráneas (CS 275, CS 276, CS 277, CS 280, CS 337, CTS 504, CTS 511, CTS 520, CTS 537, CTS 552 y CTU 512), las cuales se rigen por las normas de Codensa S.A. ESP, para mas detalles, están disponibles en línea en:

http://www.codensa.com.co/paginas.aspx?cat_id=357&pub_id=702&pag=2.

La topología del circuito se puede observar en la Figura A.12.

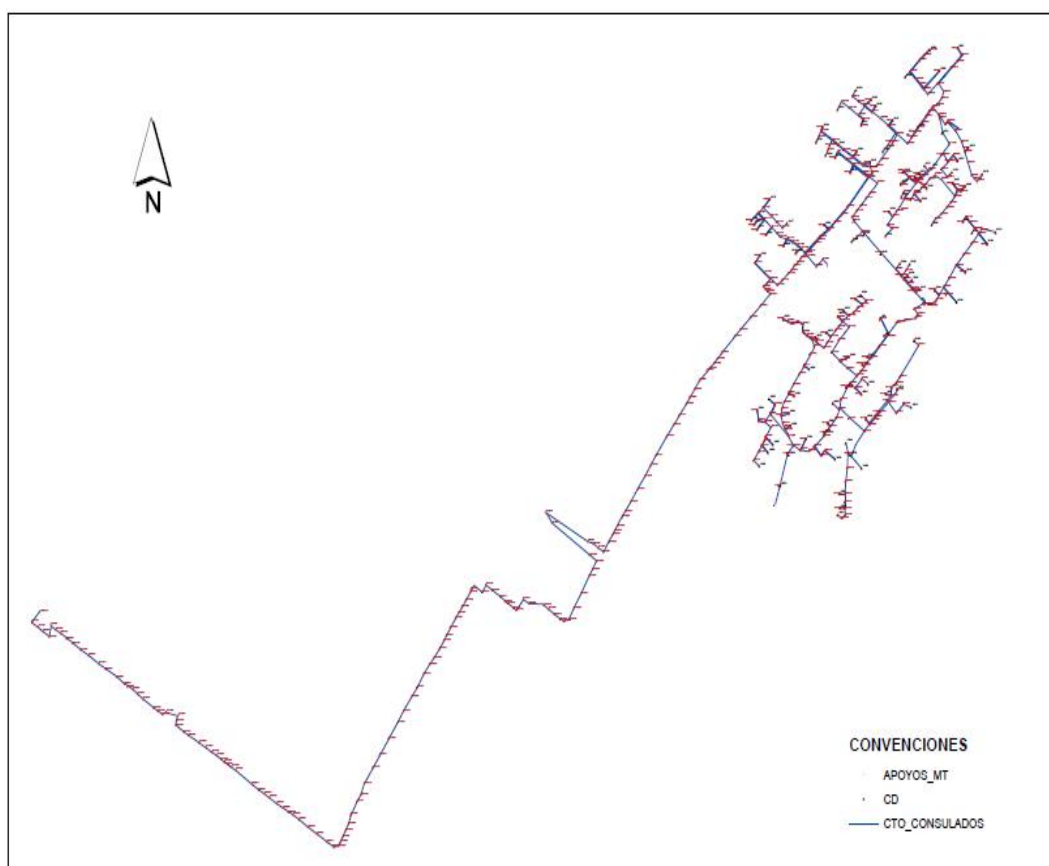


FIGURA A.12.: Circuito de distribución Consulados.

A.4. Circuito de Sask Power

El sistema de 25 kV que se muestra en la Figura A.13 posee un único alimentador principal, laterales trifásicos y cargas trifásicas y monofásicas. Está com-

puesto por 21 nodos, entre los nodos 1 y 11 existen 37 km de longitud. Se instalaron cargas de diferentes tipos en los nodos del sistema excepto en los nodos 3, 4, 5, 10 y 20. Los nodos 3, 4 y 5 forman parte de una sección de 16 km. El nodo 20 divide en dos secciones la sección entre 18 y 21. El nodo 10 es la unión de dos secciones de diferente tipo de conductor. En la Figura A.14, se muestra el circuito equivalente montado en ATPDraw. Para los detalles del sistema de distribución, diríjase al trabajo original, disponible en línea el 15 de Junio en <http://library2.usask.ca/theses/available/etd-10212004-001150/unrestricted/NQ27401.pdf>

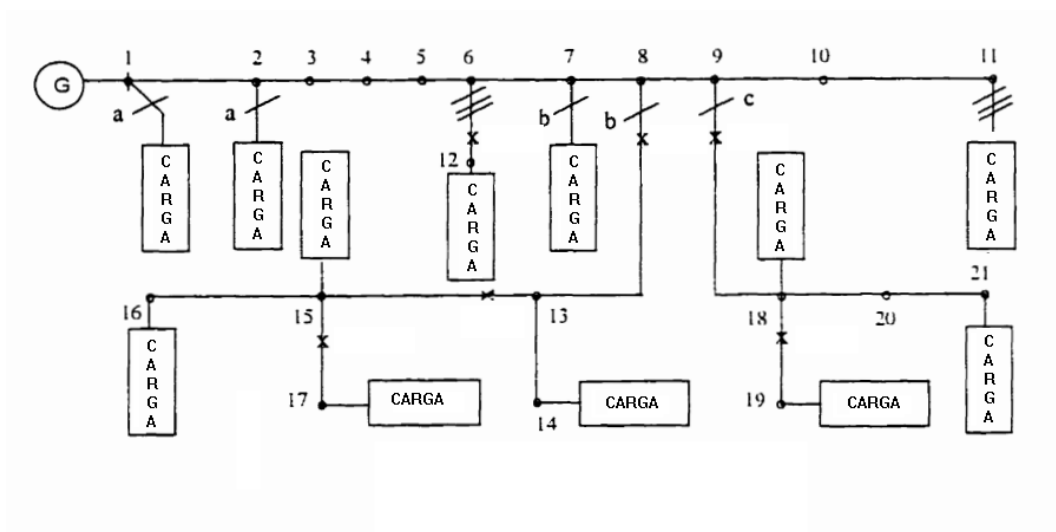


FIGURA A.13.: Circuito de Sask Power de 25kV. Adaptada de [DAS98].

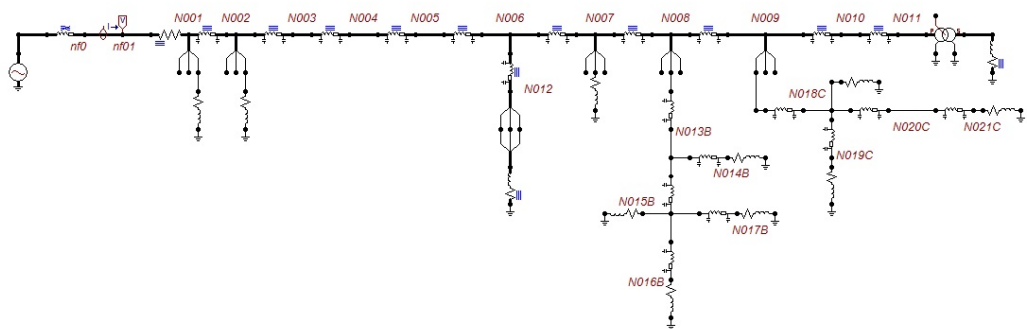


FIGURA A.14.: Circuito de Sask Power de 25kV montado en ATPDraw.

B. Archivos y datos de entrada para la herramienta software

Los datos suministrados por Codensa S.A. ESP se encuentran en archivos de texto con extensión *.txt, estos son llamados registros, que a su vez pueden contener uno o varios eventos tomados del relé de la cabecera del circuito a diferentes tiempos. Se tomaron 15 ciclos de las señales medidas a una razón de 16 muestras por ciclo. En la figura B.1 se ve un ejemplo de un registro del circuito Meissen, donde se aprecia el ciclo 1, los datos usados por la herramienta están encerrados con recuadros, que contienen las muestras de corriente en [A] y de tensión en [kV] de cada fase.

Con el fin de poder simular los circuitos se requiere la información de conexión de cada nodo del circuito, saber que nodo va con cual, cual es inicial y cual final y conocer los datos de las cargas que tiene, para poder armar las diferentes secciones y ramales del circuito. Lo cual, está almacenado en tablas de excel (para que la herramienta las pueda leer deben estar guardadas como *.xls y no como *.xlsx). En la figura B.2 se observa los dos archivos (referentes al circuito consulados) organizados en una sola ventana de manera vertical. En la parte izquierda están los datos de las cargas, que constan de 5 columnas, la primera es un ID para identificar o referenciar la carga, la segunda es el factor de potencia el cual se extrajo de [E.S02], el factor de carga se encuentra en la tercera columna, este no siempre es leído, ya que el usuario en la herramienta puede ajustar el factor de carga, pero colocándole a todas las cargas el mismo valor de factor de carga, solo se lee esta columna si el usuario selecciona en la herramienta la opción *leer factor de carga de excel*, que es para cuando el usuario conoce o desea colocar un factor de carga no igual para todas las cargas, la cuarta columna hace referencia al código que se le asigna a la carga por parte de Codensa S.A. ESP, a partir de este se ubica obtiene el código del nodo al cual la carga esta conectada, y la quinta columna es la potencia aparente que esta en kVA. Al lado derecho de la figura B.2 esta el archivo de los tramos de las líneas, con 7 columnas, la primera el ID, la segunda columna (TRM_LNG) la longitud del tramo en [km], la tercera columna (TRM_TIP) el tipo

TUNAL MEISSEN.TXT - WordPad

Archivo Edición Ver Insertar Formato Ayuda

Courier New 10 Occidental

TU18 CTO. MEISSEN Date: 08/31/11 Time: 08:37:00.896
S/E TUNAL

FID=SEL-351-6-R309-VO-2005005-D20020426 CID=8237

Primer ciclo **Muestras: Corriente y Voltaje**

	Currents (Amps Pri)					Voltages (kV Pri)			VS	Vdc	Freq	Out	In
	IA	IB	IC	IN	IG	VA	VB	VC				246A	246
[1]	41	-108	67	0	0	5.4	-6.0	0.6	-0.0	124	60.02	...7	2.5
	71	-99	28	-0	0	6.5	-4.5	-2.0	-0.0	124	60.02	...7	2.5
	90	-78	-13	-0	0	6.5	-2.3	-4.3	0.0	124	60.02	...7	2.5
	95	-44	-51	-0	-0	5.7	0.3	-5.9	0.0	124	60.02	...7	2.5
	86	-2	-84	-0	0	3.8	2.8	-6.6	0.0	124	60.02	...7	2.5
	65	39	-104	-0	0	1.5	4.9	-6.4	0.0	124	60.02	...7	2.5
	33	75	-107	0	1	-1.1	6.2	-5.1	0.0	124	60.02	...7	2.5
	-4	99	-94	0	1	-3.5	6.6	-3.1	0.0	124	60.02	...7	2.5
	-40	109	-69	0	1	-5.4	6.0	-0.6	0.0	124	60.02	...7	2.5
	-70	101	-30	0	1	-6.5	4.5	2.0	0.0	124	60.02	...7	2.5
	-90	78	12	0	0	-6.5	2.3	4.3	-0.0	124	60.02	...7	2.5
	-95	44	51	0	0	-5.7	-0.3	5.9	-0.0	124	60.02	...7	2.5
	-86	2	84	0	-0	-3.8	-2.8	6.6	-0.0	124	60.02	...7	2.5
	-65	-39	104	0	-0	-1.5	-4.9	6.4	-0.0	124	60.02	...7	2.5
	-33	-75	107	-0	-1	1.1	-6.2	5.1	-0.0	124	60.02	...7	2.5
	4	-99	94	-0	-1	3.5	-6.6	3.1	-0.0	124	60.02	...7	2.5
[2]	40	-109	68	-0	-1	5.4	-6.0	0.6	-0.0	124	60.02	...7	2.5
	70	-100	30	-0	-1	6.5	-4.5	-2.0	-0.0	124	60.02	...7	2.5
	90	-78	-12	-0	-0	6.5	-2.3	-4.3	0.0	124	60.02	...7	2.5
	95	-44	-52	-0	-0	5.7	0.3	-5.9	0.0	124	60.02	...7	2.5
	86	-1	-84	-0	0	3.8	2.8	-6.6	0.0	124	60.02	...7	2.5
	65	39	-104	0	0	1.5	4.9	-6.4	0.0	124	60.02	...7	2.5
	33	75	-107	0	1	-1.1	6.2	-5.1	0.0	124	60.02	...7	2.5
	-5	99	-94	0	1	-3.5	6.6	-3.1	0.0	124	60.02	...7	2.5

Para obtener Ayuda, presione F1

FIGURA B.1.: Registro de eventos suministrado por Codensa S.A. ESP.

A	B	C	D	T	A	I	J	K	L	M	N		
1	ID	fp	fc	CD_NOMBRE	CAPACIDAD	1	ID	TRM_LNG	TRM_TIP	TRM_CND	INFR_I	INFR_F	NORMA
2	1	0,9	0,1	22197	113	2	1	0,0270	SUB	300 CU KCMIL TRIPLEX	96063175	51481332	LA 504-
3	2	0,9	0,1	19559	113	3	2	0,0150	SUB	300 CU KCMIL TRIPLEX	51481332	51481344	CS 277
4	3	0,9	0,1	19553	75	4	3	0,0130	SUB	300 CU KCMIL TRIPLEX	51481344	50661870	CS 276
5	4	0,9	0,1	19572	75	5	4	0,0150	SUB	300 CU KCMIL TRIPLEX	50661870	51523160	CS 276
6	5	0,9	0,1	22208	113	6	5	0,0170	SUB	300 CU KCMIL TRIPLEX	51523160	50661927	CS 276
7	6	0,9	0,1	19554	150	7	6	0,0110	SUB	300 CU KCMIL TRIPLEX	50661927	50661939	CS 276
8	7	0,9	0,1	71406	75	8	7	0,0110	SUB	300 CU KCMIL TRIPLEX	50661915	50661903	CS 276
9	8	0,9	0,1	73949	225	9	8	0,0170	SUB	300 CU KCMIL TRIPLEX	50661903	53312105	CS 276
10	9	0,9	0,1	22198	150	10	9	0,0140	SUB	300 CU KCMIL TRIPLEX	53312105	50418227	CS 276
11	10	0,9	0,1	22196	75	11	10	0,0190	SUB	300 CU KCMIL TRIPLEX	50418227	50661894	CS 275-2
12	11	0,9	0,1	22195	150	12	11	0,0260	SUB	300 CU KCMIL TRIPLEX	50661894	50418215	CS 275-2
13	12	0,9	0,1	22194	300	13	12	0,0170	SUB	300 CU KCMIL TRIPLEX	50418215	50707927	CS 276
14	13	0,9	0,1	22193	300	14	13	0,0240	SUB	300 CU KCMIL TRIPLEX	50707927	50708032	CS 276

FIGURA B.2.: Tablas de Excel: Cargas-Lineas.

de tramo ya sea subterráneo (SUB) o aéreo (AER), la cuarta columna (TRM_CND) el calibre del conductor, la quinta columna (INFR_I) es el código del nodo inicial del tramo, la sexta columna (INFR_F) es el código del nodo final del tramo y la séptima columna (NORMA_INFR) es la configuración o disposición de la línea en ese tramo, que se encuentra clasificado según las normas de Codensa S.A. ESP. Nótese que estos archivos de excel tienen columnas ocultas, debido a que estas tablas contienen mas datos, los mostrados en la figura B.2 son los que se necesitan extraer.

Teniéndose la secuencia que siguen los tramos de cada circuito, y conociendo las cargas que están conectadas, se necesitaría saber la configuración de las líneas en cada tramo. Como se mencionó anteriormente en la estructura de datos de los tramos se encuentra el calibre del conductor de cada uno de ellos, sabiendo que para tramos subterráneos el conductor es en cobre. Se creó en ATPdraw (como se ve en la figura B.3), para cada norma de Codensa S.A. ESP, un tramo de línea con con las configuración especificada y con las características mencionadas en el anexo A, para luego ejecutar ATP y generar los archivos *.lib donde se encuentra la matriz de impedancias por unidad de longitud del tramo, esta matriz es obtenida según el modelo PI equivalente nominal multifase [dUdE02], ver figura B.4, la cual se conforma de tres matrices simétricas, de resistencia, reactancia inductiva y reactancia capacitiva, siendo los valores que conforman la diagonal los propios por fase y los de por fuera de la diagonal los valores mutuos entre fases. La escritura de esta matriz consta de tres columnas, la primera es resistencia, la

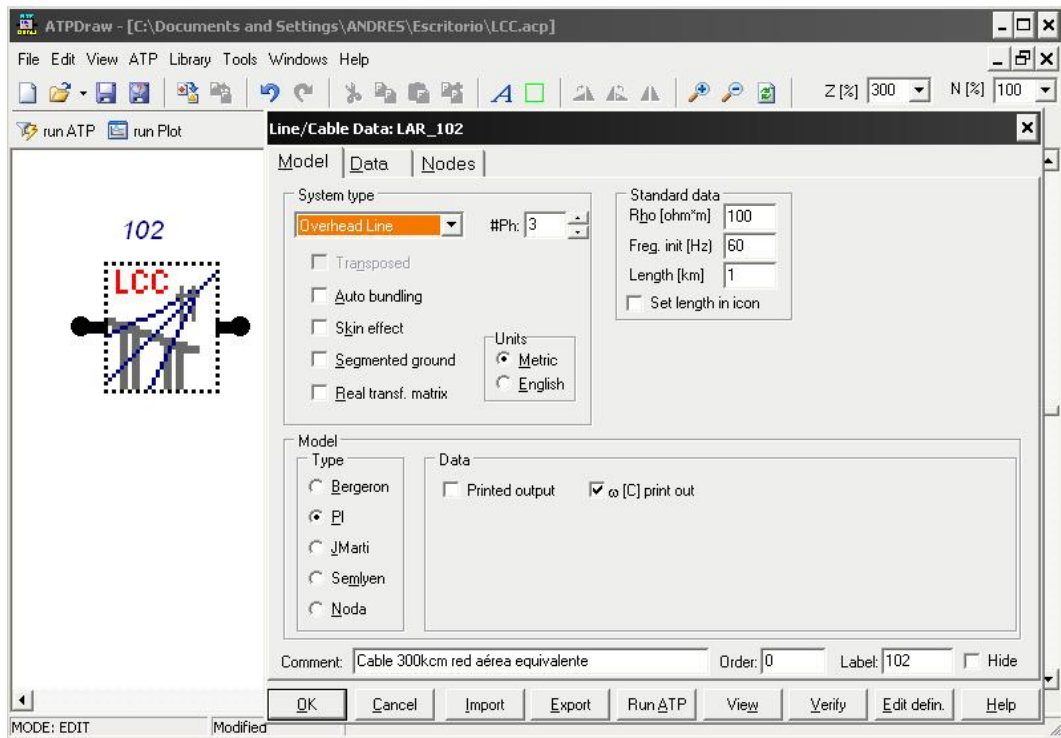
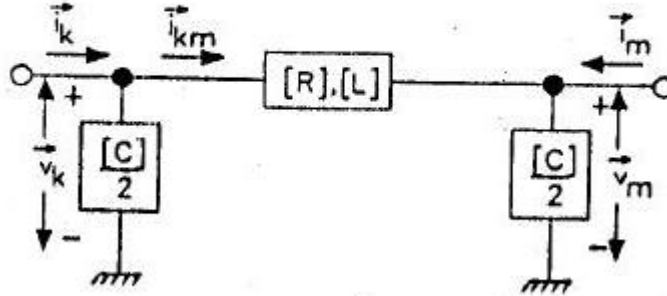


FIGURA B.3.: Tramo de línea creado con ATPdraw.

segunda reactancia inductiva y la tercera la reactancia capacitiva, y seis filas que se organizan según los valores propios y mutuos de la forma aa , ab , bb , ca , cb y cc como lo muestra la figura B.5.



$$v_k - v_m = [L] \frac{di_{km}}{dt} + [R]i_{km}$$

$$i_k = \frac{1}{2}[C] \frac{dv_k}{dt} + i_{km}$$

$$i_m = \frac{1}{2}[C] \frac{dv_m}{dt} - i_{km}$$

FIGURA B.4.: Modelo Pi equivalente nominal multifase. Adaptada de [dUdE02].

```

LA 211.lib - WordPad
Archivo Edici3n Ver Insertar Formato Ayuda
Courier New 10 Occidental
KARD 5 5 6 6 8 8
KARG 1 4 2 5 3 6
KBEG 3 9 3 9 3 9
KEND 8 14 8 14 8 14
KTEX 1 1 1 1 1 1
/BRANCH
$UNITS, 60., 60.
$VINTAGE, 1
$UNITS, 60., 60.
1 IN__AOUT__A
2 IN__BOUT__B
3 IN__COUT__C
r (Ω/km) xl (Ω/km) xc (Ω/km)
4.11472445E-01 8.26470003E-01 3.06581973E+00 aa
5.74722457E-02 4.93645216E-01 -9.27605620E-01 ab
4.11472445E-01 8.26470003E-01 3.25883474E+00 bc
5.74716480E-02 4.41383203E-01 -5.18365667E-01 ac
5.74722457E-02 4.93645216E-01 -9.27605620E-01 bc
4.11472445E-01 8.26470003E-01 3.06581973E+00 cc
$VINTAGE, -1,
$UNITS, -1., -1., ( Restore values that existed b4 preceding $UNITS
$UNITS, -1., -1.
$EOF
ARG, IN__A, IN__B, IN__C, OUT__A, OUT__B, OUT__C
Para obtener Ayuda, presione F1
NUM
    
```

FIGURA B.5.: Archivo *.lib generado.

C. Códigos fuente usados en la interfaz

A continuación se presentan los códigos elaborados en matlab usados en la interfaz de la herramienta software. El siguiente es el código usado para la lectura de los registros *.txt enviados por Codensa:

```
%% Carga de archivos xbgm = pwd;
% display(['En el siguiente cuadro ubique...
'el archivo .txt a cargar']);
pause(0.1);
% [fSEL xfSEL] = uigetfile([xbgm '*.txt'], ['Ubique el...
'archivo *.txt a cargar']);
copyfile([xfSEL '\ ' fSEL], xbgm);
ID = fopen(fSEL, 'r');
clc;
%% Inicialización de parámetros regnum = 50;
veces = 0;
lncount = 0;
FDD = 0;
k=[];
%% Prealocamiento de memoria ln = zeros(0, regnum);
C_head{regnum, 1}=[];
C_data{regnum, 1000}=[];
C_temp{1, 1}=[];
Data = [];
%% Lector de formato
while isempty(k) == 1 && FDD == 0
    tline = fgetl(ID);
    if ischar(tline) == 0
        FDD = 1;
        lncount = lncount - 1;
```

```
end
k = findstr(tline, 'Out In');
lncount = lncount + 1;
dtcount = 0;
if isempty(k) == 0
    listo = 0;
    ln(veces+1) = lncount;
    veces = veces + 1;
    if veces ~= regnum
        k = [];
    end
    tline = fgetl(ID);
    lncount = lncount + 1;
    C_head{veces,1} = textscan(ID, '%s', 11);
    tline = fgetl(ID);
    lncount = lncount + 1;
    while listo == 0

        dtcount = dtcount + 1;
        tline = fgetl(ID);
        lncount = lncount + 1;
        kk = findstr(tline, '[');
        if isempty(kk) == 1

            if isempty(tline) == 0

                C_data{veces,dtcount} = ...
                textscan(tline, '%f', 11);
                C = C_data{veces,dtcount};
                Data(:,dtcount,veces) = C{1};
            else

                listo = 1;
                dtcount = dtcount - 1;
            end
        else
```

```
        dtcount = dtcount - 1;
    end
end
end
end
fclose(ID);
```

El siguiente es para interpolar los registros tomados con menos de 16 muestras por ciclo:

```
%% Parámetros del interpolador
% ¿Señal discreta no sintética? S1/n0.
custom = 1;
% ¿Gráficas? S1/n0.
graf    = 0;
% Muestras por ciclo, originales y de trabajo.
mpc     = 4;
mpct    = 16;
% Número de ciclos.
ndc     = 15;
% Frecuencia de la señal.
freq    = 60;
% Fase de la señal. Sólo necesaria si csignal
es una señal sintética.
fase    = -36;
% Factor de interpolación (Entre dos muestras de
la señal original habrán
% L muestras después de la interpolación).
L = mpct/mpc;
% Factor de diezmado (No implementado aún).
M = 1;
%% Interpolador
for k1 = 1:regnum
    % Identificación de registros con menos de
    240 muestras
    csignal = Data(:,61,k1);
    if abs(csignal) == 0
```

```

        csignal = Data(:,1:60,k1)';
        y = Interpolador(csignal,mpc,ndc,...
            freq,L,M,fase,custom,graf);
        Data(:, :, k1) = y';
    else

        % Indica cuales registros ya tenían 240 muestras.
        regOK(k2) = k1;
        k2 = k2 + 1;
    end
    % Cálculo de los valores RMS y fase para cada señal
    for k2 = 1:6

        % Tres señales de corriente y tres de tensión
        x = Data(k2,:,k1);
        dt = 1/(freq*mpct);
        [RMS Fase] = RMSFasei(x,freq,ndc,dt);
        DtRF{k1}(k2,:, :) = [RMS' Fase'];
    end
end
end

```

Lectura de tablas de excel y entradas para la segunda pantalla de la interfaz, para la ordenanza, secuencia de los tramos del circuito y la asignación de los nodos de ATP a los nodos de Codensa:

```

clc
clear all;
%% LECUTRA
% [anum,b] = xlsread('APOYOS_CONSULADOS_SDA_COORDENADASs.xls');
% [lot,car] = xlsread('cargass.xls');
%% PROCESO
for i=2:length(b)

    %Es por si hay datos en b que no estan como str
    if strcmp(b(i,12),") == 1
        b{i,12}=num2str(anum(i-1,12));
    end
    if strcmp(b(i,13),") == 1

```

```

        b{i,13}=num2str(anum(i-1,13));
    end

end

z=[0.5 0.25 0.6; 0.25 0.05 0.3; 0.5 0.25 ...
0.6; 0.25 0.05 0.3; 0.25 0.05 0.3; 0.5 0.25 0.6];
%matriz z de prueba t=size(b);
v=zeros(6*(t(1)-1),1);
w=zeros(6*(t(1)-1),1);
if t(1) == 2
    v(1,1)=1;
    w(1,1)=2;
else
    for j=2:t(1)-1

        %Asignacion de numeros a los nodos para
        %usar en matlab
        v(1,1)=1;
        w(1,1)=2;
        %Buscar Ni en columna de Ni
        k1=[];
        u1=0;
        while (isempty(k1) == 1) && (u1<j-1)

            k1=findstr(b{j+1,12}, b{u1+2,12});
            u1=u1+1;
        end
        %Buscar Nf en columna de Nf
        k2=[];
        u2=0;
        while (isempty(k2) == 1) && ( u2<j-1)

            k2=findstr(b{j+1,13}, b{u2+2,13});
            u2=u2+1;
        end
        %Buscar Ni en columna de Nf

```

```
k3=[];
u3=0;
while (isempty(k3) == 1) && (u3 <j-1)

    k3=findstr(b{j+1,12}, b{u3+2,13});
    u3=u3+1;
end
TF = strcmp(b{j+1,12}, b{j-1+1,13});
if (TF == 1)

    if (isempty(k1) == 1) && (isempty(k2) == 1)...

        && (isempty(k3) == 0)
        v(6*j-5,1)=w(6*u3-5,1);
        w(6*j-5,1)=max(w)+1;
    elseif (isempty(k1) == 1) && (isempty(k2) == 0)...

        && (isempty(k3) == 0)
        v(6*j-5,1)=w(6*u3-5,1);
        w(6*j-5,1)=w(6*u2-5,1);
    elseif (isempty(k1) == 0) && (isempty(k2) == 1)

        w(6*j-5,1)=max(w)+1;
    elseif (isempty(k1) == 0) && (isempty(k2) == 0)

        w(6*j-5,1)=w(6*u2-5,1);
    end
else

    if (isempty(k1) == 0) && (isempty(k2) == 0)

        v(6*j-5,1)=v(6*u1-5,1);
        w(6*j-5,1)=w(6*u2-5,1);
    elseif (isempty(k1) == 0) && (isempty(k2) == 1)

        w(6*j-5,1)=max(w)+1;
```

```
elseif (isempty(k1) == 1) && (isempty(k2) == 0)...
&& (isempty(k3) == 0)

    %Esto significa que el nodoi esta en la col
    %Nf y que el nodof no es nuevo
    v(6*j-5,1)=w(6*u3-5,1);
    w(6*j-5,1)=w(6*u2-5,1);
else
    v(6*j-5,1)=w(6*u3-5,1);
    w(6*j-5,1)=max(w)+1;
end
end
end
end
for i=1:t(1)-1
    p((6*i-5)+0,1)=anum(i,9);
    n{(6*i-5),1}=b{i+1,14};
    %Definicion de ID de la linea
    if strcmp(b{i+1,10},'SUB') == 1
        stclave{i} = 'ST';
    elseif strcmp(b{i+1,10},'AER') == 1
        stclave{i} = 'T';
    else
        stclave{i} = 'L';
    end
    if i<10
        topo{i,1}=[stclave{i} '00' num2str(i)];
    elseif i<100
        topo{i,1}=[stclave{i} '0' num2str(i)];
    else
        topo{i,1}=[stclave{i} num2str(i)];
    end
end
```

```
end      topo{i,2}=v(6*i-5);
%Nodo i
topo{i,3}=w(6*i-5);
%Nodo f
topo{i,4}=p(6*i-5);
%Longitud tramo
topo{i,5}=z;
%en la columna 5 iran las impedancias
topo{i,6}='ABC';
%fase
topo{i,7}=n(6*i-5);
%tipo de tramo-norma

end
%Almacenado datos cargas
tlot=size(lot);
nodostr=[b(2:end,12);b(2:end,13)];
nodonum=[topo(:,2);topo(:,3)];
tv=size(nodonum);
for i=1:tlot(1)

    lott=num2str(lot(i,1));
    mc=0;
    un=0;
    while ((mc) == 0) && (un < tv(1))

        mc=strcmp(lott,nodostr{un+1});
        un = un+1;
    end
    cargas(i,1)=car(i+1,1);
    %ID
    if mc == 0
        cargas(i,2)={0};
    else
        cargas(i,2)=nodonum(un);
        %Nodo
    end
    cargas{i,3}=lot(i,2);
```

```
%kVA
cargas{i,4}=lot(i,3);
%fp
cargas{i,5}=lot(i,4);
%fc
cargas(i,6)=car(i+1,6);
%Tipo
cargas{i,7}=lot(i,6);
%AP0
cargas{i,8}=lot(i,7);
%AP1
cargas{i,9}=lot(i,8);
%AP2
cargas{i,10}=lot(i,9);
%AQ0
cargas{i,11}=lot(i,10);
%AQ1
cargas{i,12}=lot(i,11);
%AQ2
cargas{i,13}=lot(i,12);
%BP
cargas{i,14}=lot(i,13);
%BQ
cargas{i,15}=lot(i,14);
%PR
cargas{i,16}=lot(i,15);
%PX
cargas{i,17}=lot(i,16);
%NODO
cargas{i,18}=lot(i,17);
%FASE
cargas{i,19}=lot(i,18);
%VISTA

end
corresp=[b(2:end,12) topo(:,2) b(2:end,13) topo(:,3)];
save ([pwd '\Topologia\Topologia.mat'], 'corresp');
```

El siguiente código es para la escritura del archivo *.atp que se genera en la segunda pantalla de la interfaz (sin Models):

```
clc;
for i=1:t(1)-1
    if findstr(topo{i,7}{1},'C') == 1

        %si es subterranea se trabaja en metros y
        %no en kilometros
        bb{i}=topo{i,5}*1000;
    else
        bb{i}=topo{i,5};
    end
end
% e=size(bb);
fid = fopen('Pruebarl4.atp','r+');
tline = fgetl(fid);
k = findstr(tline, '/BRANCH');
while isempty(k) == 1
    tline = fgetl(fid);
    k = findstr(tline, '/BRANCH');
end
%aa ba bb ca cb cc
tline = fgetl(fid);
tline = fgetl(fid);
fseek(fid, 0, 'cof');
% Funciones anónimas para quitar los dos
%ceros de la notación exponencial
EZP = @(str) strrep(str, 'E+00', 'E+');
EZM = @(str) strrep(str, 'E-00', 'E-');
fprintf(fid,'\n');
%impresion datos cargas y calculo de impedancias de carga
fprintf(fid,'$VINTAGE,1\n');
% Formatos de los números
numformat = [' % 1.9E% 1.9E' blanks(20) ' 0\n'];
for i=1:f(1)-1
```

```

%-1 es para no contar la primera fila string del excel
Ra=(tension(1)^2*cargas{i,4})/(cargas{i,3}...
*fdc(i,1)*1000/3);%Son las imp de la delta
Xa=(tension(1)^2*sin(acos(cargas{i,4}))/cargas{i,3}...
*fdc(i,1)*1000/3);%VLL^2*fp/S
Rb=(tension(2)^2*cargas{i,4})/(cargas{i,3}...
*fdc(i,1)*1000/3);%La S es por fase y en VA
Xb=(tension(2)^2*sin(acos(cargas{i,4}))/cargas{i,3}...
*fdc(i,1)*1000/3);
Rc=(tension(3)^2*cargas{i,4})/(cargas{i,3}...
*fdc(i,1)*1000/3);
Xc=(tension(3)^2*sin(acos(cargas{i,4}))/cargas{i,3}...
*fdc(i,1)*1000/3);
EZP = @(str) strrep(str, 'E+0', 'E+');
EZM = @(str) strrep(str, 'E-0', 'E-');
fprintf(fid,'C Carga%s_C',cargas{i,1});
fprintf(fid,'\n');
if (cargas{i,2} < 10)

    nodformatA = [' N00%1.0uA ' 'N00%1.0uB '];
    nodformatB = [' N00%1.0uB ' 'N00%1.0uC '];
    nodformatC = [' N00%1.0uC ' 'N00%1.0uA '];
elseif (cargas{i,2} < 100)

    nodformatA = [' N0%2.0uA ' 'N0%2.0uB '];
    nodformatB = [' N0%2.0uB ' 'N0%2.0uC '];
    nodformatC = [' N0%2.0uC ' 'N0%2.0uA '];
else

    nodformatA = [' N%3.0uA ' 'N%3.0uB '];
    nodformatB = [' N%3.0uB ' 'N%3.0uC '];
    nodformatC = [' N%3.0uC ' 'N%3.0uA '];
end
% Definiendo formato por línea a imprimir
LineaAA = [nodformatA blanks(9) numformat];
LineaBA = [nodformatB blanks(9) numformat];

```

```

LineaCA = [nodformatC blanks(9) numformat];
% Dando formato al string
AA = sprintf(LineaAA,cargas{i,2},cargas{i,2},Ra,Xa);
BA = sprintf(LineaBA,cargas{i,2},cargas{i,2},Rb,Xb);
CA = sprintf(LineaCA,cargas{i,2},cargas{i,2},Rc,Xc);
% Reemplazando el E-0/E+0 por E-/E+
Branch = [AA BA CA];
Branch = EZP(Branch);
Branch = EZM(Branch);
fprintf(fid,Branch);

end
fprintf(fid,'$VINTAGE,0\n');
fprintf(fid,['51X0001ANf0A           ' ...
'1.0E-1      1.0E-1\n']);
fprintf(fid,['52X0001BNf0B           ' ...
'1.0E-1      1.0E-1\n']);
fprintf(fid,'53X0001CNf0C\n');
fprintf(fid,'$VINTAGE,1\n');
fprintf(fid,[' Nf01A N001A           1' ...
'.001                0\n']);
fprintf(fid,[' Nf01B N001B           1' ...
'.001                0\n']);
fprintf(fid,[' Nf01C N001C           1' ...
'.001                0\n']);
% Formatos de los números
numformat = '% 1.10E% 1.10E% 1.10E\n';
EZP = @(str) strrep(str, 'E+00', 'E+');
EZM = @(str) strrep(str, 'E-00', 'E-');
for i=1:t(1)-1

    if (topo{i,2} < 10) && (topo{i,3} < 10)

        nodformatA = strjust(['N00%1.0uA ' ...
        'N00%1.0uA '], 'left');
        nodformatB = strjust(['N00%1.0uB ' ...
        'N00%1.0uB '], 'left');
        nodformatC = strjust(['N00%1.0uC ' ...

```

```

        'N00%1.0uC '], 'left');
elseif (topo{i,2} < 10) && (topo{i,3}<100)

    nodformatA = strjust(['N00%1.0uA ' ...
        'N0%2.0uA '], 'left');
    nodformatB = strjust(['N00%1.0uB ' ...
        'N0%2.0uB '], 'left');
    nodformatC = strjust(['N00%1.0uC ' ...
        'N0%2.0uC '], 'left');
elseif (topo{i,2} < 100) && (topo{i,3}<100)
    nodformatA = strjust(['N0%2.0uA ' ...
        'N0%2.0uA '], 'left');
    nodformatB = strjust(['N0%2.0uB ' ...
        'N0%2.0uB '], 'left');
    nodformatC = strjust(['N0%2.0uC ' ...
        'N0%2.0uC '], 'left');
elseif (topo{i,2} < 100) && (topo{i,3}<1000)
    nodformatA = strjust(['N0%2.0uA ' ...
        'N%3.0uA '], 'left');
    nodformatB = strjust(['N0%2.0uB ' ...
        'N%3.0uB '], 'left');
    nodformatC = strjust(['N0%2.0uC ' ...
        'N%3.0uC '], 'left');
else
    nodformatA = strjust(['N%3.0uA ' ...
        'N%3.0uA '], 'left');
    nodformatB = strjust(['N%3.0uB ' ...
        'N%3.0uB '], 'left');
    nodformatC = strjust(['N%3.0uC ' ...
        'N%3.0uC '], 'left');
end
% Definiendo formato por línea a imprimir
LineaAA = ['1 ' nodformatA blanks(12) numformat];
LineaBA = ['2 ' nodformatB blanks(12) numformat];
LineaCA = ['3 ' nodformatC blanks(12) numformat];
LineaBB = [blanks(26) numformat];

```

```

LineaCB = [blanks(26) numformat];
LineaCC = [blanks(26) numformat];
% Dando formato al string
AA = sprintf(LineaAA,topo{i,2},topo{i,3},bb{i}...
(1,1),bb{i}(1,2),bb{i}(1,3));
BA = sprintf(LineaBA,topo{i,2},topo{i,3},bb{i}...
(2,1),bb{i}(2,2),bb{i}(2,3));
CA = sprintf(LineaCA,topo{i,2},topo{i,3},bb{i}...
(4,1),bb{i}(4,2),bb{i}(4,3));
BB = sprintf(LineaBB,bb{i}(3,1),bb{i}(3,2),bb{i}(3,3));
CB = sprintf(LineaCB,bb{i}(5,1),bb{i}(5,2),bb{i}(5,3));
CC = sprintf(LineaCC,bb{i}(6,1),bb{i}(6,2),bb{i}(6,3));
% Reemplazando el E-0/E+0 por E-/E+
Branch = [AA BA BB CA CB CC];
Branch = EZP(Branch);
Branch = EZM(Branch);
fprintf(fid,'C Tipo%g Long_%g\n',i,topo{i,4}(1,1)*1000);
fprintf(fid,Branch);

end
fprintf(fid,'$VINTAGE,0\n');
%Medicion de variables fprintf(fid,'/SWITCH\n');
fprintf(fid,['C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >'...
'< Ie ><Vf/CLOP >< type >\n']);
fprintf(fid,[' Nf0A Nf01A '...
'MEASURING 1\n']);
fprintf(fid,[' Nf0B Nf01B '...
'MEASURING 1\n']);
fprintf(fid,[' Nf0C Nf01C '...
'MEASURING 1\n']);
fta=fv(1);
ftb=fv(2);
ftc=fv(3);
lineafa=['14X0001A0% 1.5E 60. % 1.1E'...
blanks(22) '-1. 1.E3\n'];
lineafb=['14X0001B0% 1.5E 60. % 1.1E'...
blanks(22) '-1. 1.E3\n'];
lineafc=['14X0001C0% 1.5E 60. % 1.1E'...

```

```
blanks(22) '-1.      1.E3\n'];
FA=sprintf(lineafa,m,fta);
FB=sprintf(lineafb,n,ftb);
FC=sprintf(lineafc,o,ftc);
fuente=[FA FB FC];
fuente = EZP(fuente);
fuente = EZM(fuente);
fprintf(fid,'C fuente\n');
fprintf(fid,'/SOURCE\n');
fprintf(fid,['C < n 1><>< Ampl. >< Freq. ><Phase/T0>'...
'<  A1  ><  T1  >< TSTART >< TSTOP  >\n']);
fprintf(fid,fuente);
fprintf(fid,'/OUTPUT\n');
fprintf(fid,'  Nf01A Nf01B Nf01C\n');
fprintf(fid,'BLANK BRANCH\n');
fprintf(fid,'BLANK SWITCH\n');
fprintf(fid,'BLANK SOURCE\n');
fprintf(fid,'BLANK OUTPUT\n');
fprintf(fid,'BLANK PLOT\n');
fprintf(fid,'BEGIN NEW DATA CASE\n');
fprintf(fid,'BLANK\n');
fclose(fid);
fprintf('\n');
```

D. Código para alta impedancia

A continuación se ilustra el código que se usó para efectuar las simulaciones de los circuitos Albán, Meissen y Sask Power para observar el comportamiento de la corriente y la tensión ante distintos valores de falla a lo largo de los circuitos.

```
%Carga de datos
[fSEL xfSEL]=uigetfile('*.mat','Abrir');
load([xfSEL fSEL]);
clc;
calcInd = @(X1,X2,X3,x1,x2,x3)...
(x2-1)*(X3*X1)+(x3*X1)-(X1-x1);
ctoname = 'Alban';
switch ctoname

    case 'Meissen'

        barnum = 37; tipnum = 4; resnum = 4;
    case 'Alban'

        barnum = 5; tipnum = 4; resnum = 3;
    case 'RD'

        barnum = 11; tipnum = 4; resnum = 3;
    otherwise

        display('Nombre no valido.')
        return

end
inibi = 2; finbi = 3; ptipo = 1;
Reac = zeros(barnum,resnum,tipnum);
for tipo = 1:tipnum

    for rf = 1:resnum
```

```

for barra = 1:barnum
    ind = calcInd(barnum,...
        tipnum,resnum,barra,tipno,rf);
    Reac(barra,rf,tipno) = Reactancia(ind);
end
end
end
miFasor = zeros(barnum,resnum,tipnum);
aiFasor = zeros(barnum,resnum,tipnum);
mvFasor = zeros(barnum,resnum,tipnum);
avFasor = zeros(barnum,resnum,tipnum);
for tipo = 1:tipnum
    for rf = 1:resnum
        for barra = 1:barnum

            ind = calcInd(barnum,tipnum,resnum,barra,tipno,rf);
            opVIpól = VIpól(6*(ind-1)+1:6*ind,:);
            opVIcar = VIcar(6*(ind-1)+1:6*ind,:);
            miFasor(barra,rf,tipno) =...
            abs(opVIcar(4,2));
            mvFasor(barra,rf,tipno) =...
            abs(opVIcar(1,2));
            miFasorL(barra,rf,tipno) =...
            abs(opVIcar(4,1) -opVIcar(5,1))...
            -abs(opVIcar(4,2) -opVIcar(5,2));
            mvFasorL(barra,rf,tipno) =...
            abs(opVIcar(1,1) -opVIcar(2,1))...
            -abs(opVIcar(1,2) -opVIcar(2,2));
            aiFasor(barra,rf,tipno) =...
            angle(opVIcar(4,2))*180/pi;
            avFasor(barra,rf,tipno) =...
            (angle(opVIcar(1,2)))*180/pi;
            aiFasorL(barra,rf,tipno) =...
            (angle(opVIcar(4,1) -opVIcar(5,1))...
            -angle(opVIcar(4,2) -opVIcar(5,2)))*180/pi;
            avFasorL(barra,rf,tipno) =...

```

```

        (angle(opVicar(1,1) -opVicar(2,1))...
        -angle(opVicar(1,2) -opVicar(2,2)))*180/pi;
    end
end
end
figure;
if ptipo >= inibi && ptipo <= finbi
    subplot(3,2,1);
    plot([miFasorL(:,2:end,ptipo)]);
    grid on;
    title('Diferencias magnitud pre y posfalla (Corriente)')
    xlabel('Nodos')
    xlim = ([1 barnum]);
    subplot(3,2,2);
    plot([mvFasorL(:,2:end,ptipo)]);
    grid on;
    title('Diferencias magnitud pre y posfalla (Tensión)')
    xlabel('Nodos')
    xlim = ([1 barnum]);
    subplot(3,2,3);
    plot([aiFasorL(:,2:end,ptipo)]);
    grid on;
    title('Diferencia ángulo pre y posfalla (Corriente)')
    xlabel('Nodos');
    xlim = ([1 barnum]);
    subplot(3,2,4);
    plot([avFasorL(:,2:end,ptipo)]);
    grid on;
    title('Diferencia ángulo pre y posfalla (Tensión)')
    xlabel('Nodos');
    xlim = ([1 barnum]);
else
    subplot(3,2,1);
    plot([miFasor(:,2:end,ptipo)]);
    grid on;
    title('Diferencias magnitud pre y posfalla (Corriente)')

```

```
xlabel('Nodos')
xlim = ([1 barnum]);
subplot(3,2,2);
plot([mvFasor(:,2:end,ptipo)]);
grid on;
title('Diferencias magnitud pre y posfalla (Tensión)')
xlabel('Nodos')
xlim = ([1 barnum]);
subplot(3,2,3);
plot([aiFasor(:,1:end,ptipo)]);
grid on;
title('Diferencia ángulo pre y posfalla (Corriente)')
xlabel('Nodos');
xlim = ([1 barnum]);
subplot(3,2,4);
plot([avFasor(:,1:end,ptipo)]); grid on;
title('Diferencia ángulo pre y posfalla (Tensión)')
xlabel('Nodos');
xlim = ([1 barnum]);

end
subplot(3,2,[5 6]);
plot(Reac(:, :, ptipo));
ylabel('Reactancia');
```


E.2. Diagnóstico según tensiones

Este algoritmo se diseñó para la detección de huecos de tensión [JGBS09]. Se basa en el cálculo de una serie de descriptores que se obtienen a partir de las muestras de las señales. Para este proyecto solo se tuvo en cuenta los descriptores para la detección de fallas de red. Este algoritmo no discrimina entre fallas bifásicas y fallas bifásicas a tierra. En la figura E.2 se muestra el diagrama de flujo correspondiente.

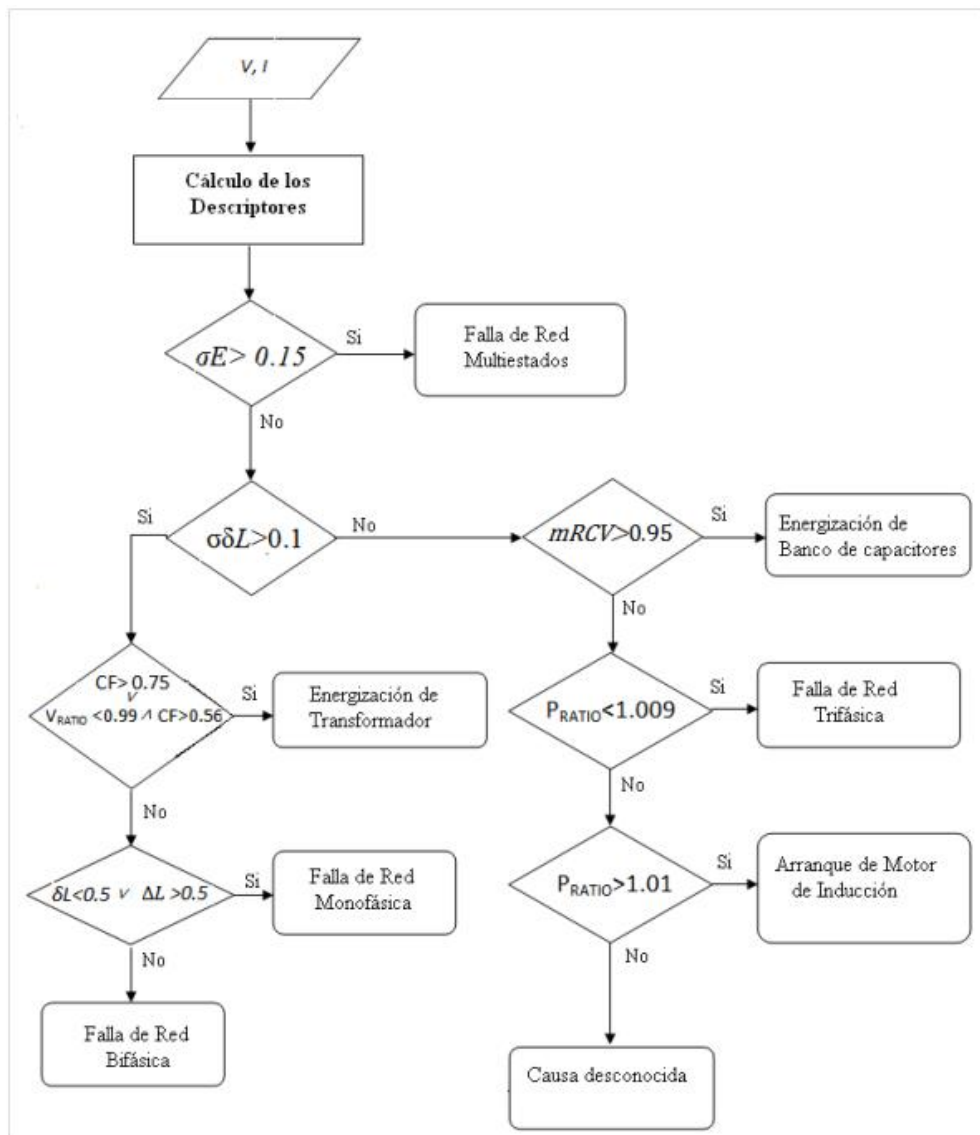


FIGURA E.2.: Diagrama de flujo para el diagnóstico según tensiones. Tomado de [JGBS09]